

# MINERALÖL- BERICHT 2008

FACHVERBAND DER  
MINERALÖLINDUSTRIE  
ÖSTERREICHS (FVMI)



# KENNZAHLEN

## Österreichische Mineralölindustrie

		2008	2007	2006	2005	2004
Anzahl der Mitgliedsunternehmen		23	25	25	24	23
Abgesetzte Produktion laut Konjunktur-Statistik	Mio EUR	10.227	8.040	8.054	6.855	5.742
Beschäftigte		3.725	4.066	3.923	3.911	3.936
davon Arbeiter		1.050	1.321	1.346	1.340	1.450
davon Angestellte		2.500	2.590	2.500	2.500	2.400
davon Lehrlinge		175	155	77	71	86
Erdölförderung Inland inkl. NGL	t	942.030	944.741	944.641	933.040	981.588
Erdgasförderung Inland	Mrd m <sup>3</sup> n	1,532	1,848	1,819	1,637	1,963
Rohölimport	Mio t	7,943	7,645	7,698	7,837	7,562
Erdgasimport	Mrd m <sup>3</sup> n	9,779	8,740	9,212	9,180	8,009
Rohöltransport/Pipelines <sup>1</sup>	Mio t	7,900	7,602	7,831	7,874	7,556
Rohölverarbeitung inkl. Halbfabrikate	Mio t	9,38	9,09	8,81	9,00	8,93
Mineralölverbrauch Inland	Mio t	11,919	12,009	12,785	12,856	12,408
Mineralölimporte/Produkte	Mio t	6,719	6,808	7,142	6,987	6,867
Mineralölexporte/Produkte	Mio t	2,441	2,125	1,635	2,083	1,532
Erdgasverbrauch Inland	Mrd m <sup>3</sup> n	8,391	7,939	8,456	9,061	8,583
Anzahl der Tankstellen <sup>2</sup>		2.802	2.810	2.812	2.833	2.815
davon Markentankstellen		1.809	1.844	1.921	1.950	1.833
Anzahl der Kraftfahrzeuge		5.873.281	5.796.973	5.722.624	5.646.882	5.575.677
davon PKW und Kombi		4.284.919	4.245.583	4.204.969	4.156.743	4.109.129

<sup>1</sup> Adria-Wien Pipeline

<sup>2</sup> zuzüglich 302/300/314/324/312 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft

# MINERALÖL- BERICHT 2008

Der aktuelle Jahresbericht steht unter dem Motto „Raffinerie“. Eine Gruppe von Kunstfotografen hat außerhalb des Raffineriezauns vom Parkplatz Ost sowie von der ehemaligen Bundesstraße 9 aus ihre Impressionen in stimmungsvollen Bildern festgehalten. Weitere Fotos können Sie im Internet unter <http://raffinerie.fotoreport.at> ansehen. Vielen Dank an Herrn Dr. Franz Luger, OMV, für die Zurverfügungstellung des Bildmaterials.

Vorwort	04
Österreichs Wirtschaft 2008	05
Der Fachverband stellt sich vor	06
Der Fachverbandsausschuss	07
Aufsuchungs- und Bohrtätigkeit	10
Aufbringung	13
Verarbeitung und Versorgung	21
Verbrauch	23
Preisentwicklung	29
Umwelt und Energie	34
Neue EU-Bevorratungsrichtlinie	38
Handbuch für Tankwagenfahrer	42
Sicherheits Certifikat Contractoren	43
Kollektivvertragsabschlüsse	44
World Petroleum Council	45
Globale Rohöl- und Mineralölbilanz	46
Mitglieder des Fachverbandes	47



Das Jahr 2008 war zweifellos von extremen Marktentwicklungen und einer Zweiteilung gekennzeichnet. So nahm der weltweite Ölverbrauch bis zu den Sommermonaten ständig zu und ein ungebremster Anstieg der Nachfrage, insbesondere in den preisregulierten Schwellenländern, wurde befürchtet. Als Folge schraubte sich der Ölpreis für die Sorte Brent im Juli auf deutlich über 140 USD/bbl und die Produktpreise erreichten eine bis dahin nicht gekannte Höhe. Nachdem in der zweiten Jahreshälfte die internationale Finanzkrise einen weltweiten Konjunkturunbruch auslöste, entwickelten sich sowohl die Ölpreise als auch die Börsenkurse rasant nach unten. Der Erdölverbrauch ging zurück und zum Jahresende lagen die Tagesnotierungen von Brent-Rohöl bei 37 USD/bbl. Damit wurde das Preisniveau von zuletzt Juli 2004 erreicht. Produktionskürzungen der OPEC konnten den Preisverfall nicht stoppen. Im Jahresdurchschnitt war Brent-Rohöl mit 97,26 USD/bbl jedoch noch um 34% teurer als im Vorjahr.

Die Weltrohölnachfrage betrug 86,2 Mio Barrel pro Tag, was gegenüber 2007 einen Rückgang von 0,3 Mio Barrel pro Tag bedeutete. Dafür war vor allem die um 3,4% rückläufige Nachfrage in den Industrieländern verantwortlich. In den Nicht-OECD-Ländern stieg hingegen der Verbrauch um 4,7% weiter an. Die weltweite Produktion von Erdöl lag mit 86,5 Mio Barrel pro Tag um 0,8 Mio Barrel pro Tag höher als ein Jahr davor. Durch den Produktionsüberhang gegenüber der Nachfrage kam es zu einem Anstieg der Lagerbestände. Die OPEC erhöhte ihren Marktanteil auf knapp 42%, wobei der Hauptteil der Produktionssteigerung auf die Länder Saudi-Arabien, Irak und Angola entfiel.

Die österreichische Erdölproduktion ist 2008 gegenüber dem Vorjahr nahezu gleich geblieben und betrug inklusive Natural Gas Liquids (NGL) 942.000 t. Die Erdölimporte nach Österreich beliefen sich auf 7,94 Mio t (+4%), wobei die wichtigsten Rohöllieferanten Kasachstan, Irak, Algerien und Libyen waren.

Neben diesen Rohölimporten wurden 6,7 Mio t an Fertigprodukten wie Benzin, Diesel, Heizöle oder Bitumen importiert, vorwiegend aus Deutschland, Italien und der Slowakei. Der Mineralölverbrauch (ohne Petrochemie) belief sich in Österreich auf 11,9 Mio t, davon allein über 50% Dieselmotorkraftstoff. Der Export an Mineralölprodukten betrug 2,4 Mio t, größtenteils Diesel und Benzin.

Die im ersten Halbjahr 2008 weltweit gestiegenen Treibstoffpreise haben auch in Österreich in den Medien oft zu unsachlichen Diskussionen geführt. Der Fachverband der Mineralölindustrie hat in seiner Pressearbeit verstärkt versucht, auf die wirtschaftlichen Fakten hinzuweisen, und auch die europäischen Preise für Benzin und Diesel im abgelaufenen Jahr herangezogen. So bestätigt der Blick auf die Treibstoffpreise der 27 EU-Staaten plus der Schweiz, dass die Autofahrer in Österreich nach wie vor günstig tanken konnten. Sowohl bei Superbenzin 95 als auch bei Dieselmotorkraftstoff belegte Österreich einen guten Platz in der Mitte und lag deutlich unter dem EU-Schnitt. Bei den Nachbarn Deutschland und Italien, aber auch teilweise in Tschechien und in der Slowakei mussten die Autofahrer 2008 an den Tankstellen deutlich mehr bezahlen. Diese günstige Situation gilt auch beim heute generell niedrigeren Treibstoffpreisniveau, gegenwärtig sind auch die Pumpenpreise in Slowenien immer wieder über dem österreichischen Niveau.

Der Treibstoffmarkt und das österreichische Tankstellengeschäft werden von einem harten Wettbewerb geprägt. Das zeigt sich gerade durch die sich regelmäßig ändernden Preise, in die sowohl die lokale Konkurrenzsituation als auch die täglichen Änderungen der Notierungen am internationalen Produktenmarkt einfließen. Und gerade vor dem Hintergrund der heute schwachen Konjunktur und der ansteigenden Arbeitslosenrate möchte ich bewusst machen, dass die Mineralölindustrie der Garant für die Versorgungssicherheit mit flüssigen Treib- und Heizstoffen und gleichzeitig eine wichtige wirtschaftliche Konstante in Österreich ist, mit der über die großen Mineralölunternehmen, die vielen Mineralölhändler sowie die Tankstellen auch tausende Arbeitsplätze verknüpft sind.

Wien, im September 2009

Gen.Dir. KommR Dr. Wolfgang Rutenstorfer  
Obmann des Fachverbandes der Mineralölindustrie (FVMI)

Das wirtschaftliche Umfeld Österreichs war durch die internationale Finanz- und Wirtschaftskrise gekennzeichnet, die sich 2008 bedrohlich ausgeweitet und eine dramatische Wertvernichtungsspirale in Gang gesetzt hat. Regierungen und Notenbanken versuchten die Krise mit staatlichen Interventionen, mit Zuführung von Liquidität sowie koordinierten Senkungen der Leitzinsen einzudämmen. Der Konjunkturerinbruch erfasste zuerst die OECD-Länder und griff in der Folge auf alle Wirtschaftsregionen über. Insgesamt reduzierte sich das reale Wachstum der Weltwirtschaft auf rund 3%. Auch die österreichische Wirtschaft konnte sich dem weltweiten Abschwung nicht entziehen. Das Bruttoinlandsprodukt wuchs 2008 laut WIFO real nur mehr um 1,8%, nach 3,1% im Jahr davor. Der Konjunkturrückgang verschärfte sich in der zweiten Jahreshälfte. Nach einer Stagnation im dritten wurde im vierten Quartal erstmals seit 2001 ein Rückgang des BIP von 0,4% gegenüber der Vorperiode verzeichnet.

Die bis zur Jahresmitte stark gestiegenen Rohölpreise und die Verteuerung von Nahrungsmitteln trieben die monatlichen Inflationsraten bis September 2008 auf knapp unter 4%, auch wenn die Euro-Aufwertung zum Teil den Anstieg der Rohstoffpreise kompensieren konnte. So wurde im Juni mit 3,9% der höchste Preisanstieg seit 15 Jahren verzeichnet. Mit dem Rückgang der Rohölpreise ließ die Inflation seit Oktober spürbar nach und erreichte im Dezember 1,3%. Im Jahresdurchschnitt lag die Inflationsrate bei 3,2% nach 2,2% im Jahr zuvor. Ein Fünftel des Preisanstiegs verursachten die Treibstoffpreise, die gegenüber 2007 um durchschnittlich 16% höher waren. Ohne Treibstoffe hätte die Kerninflation 2,6% betragen.

Sowohl die Warenexporte (117,5 Mrd EUR) als auch die Importe (119,6 Mrd EUR) erreichten 2008 erneut nominelle Höchstwerte, auch wenn die Zuwächse bereits deutlich geringer als 2007 ausfielen. Nachdem die Handelsbilanz 2007 zum zweiten Mal seit den 1950er Jahren einen Überschuss aufgewiesen hatte, war 2008 wieder ein Handelsbilanzdefizit zu verzeichnen. Aufgrund der geringen Vorkommen von Erdöl und Erdgas ist Österreich großteils auf Energieimporte angewiesen, diese machten insgesamt 12% der österreichischen Warenimporte aus (5,2% des BIP). Bei den österreichischen

Warenexporten war der bedeutendste Absatzmarkt mit fast 84% weiterhin Europa. Mehr als die Hälfte der Warenlieferungen gingen in die EU-15 (54%), auf die zwölf neuen EU-Länder entfielen bereits 17,6% aller österreichischen Exporte. Der mit Abstand bedeutendste Handelspartner war mit knapp 30% auch 2008 Deutschland vor Italien, USA und der Schweiz.

Die Zahl der unselbstständig aktiv Beschäftigten erhöhte sich gemäß Statistik Austria im ersten Halbjahr 2008 noch außergewöhnlich stark, in der zweiten Jahreshälfte verflachte sich der Beschäftigungsanstieg allerdings infolge der Konjunkturschwäche. Die Zahl der Erwerbstätigen stieg im Jahresdurchschnitt um rund 62.000 an und erreichte 4.090.000 Personen (+1,5%), davon 426.000 mit nicht österreichischer Staatsbürgerschaft. Am inländischen Arbeitsmarkt waren 3.528.000 Personen unselbstständig beschäftigt (inkl. Präsenzdiener und Karenz). Die Anzahl der Selbstständigen und Mithelfenden belief sich im Jahresdurchschnitt auf 562.000 Personen. Die Arbeitslosenquote sank nach traditioneller Berechnungsmethode gemessen an den Unselbstständigen auf 5,8% (2007: 6,2%), laut Eurostat verringerte sie sich auf 3,8% (2007: 4,4%).

Der Erdölpreis stieg im Jahresdurchschnitt auf US-Dollar-Basis 2008 das siebente Jahr in Folge (+34%). Aufgrund der gleichzeitigen Aufwertung des Euro gegenüber dem Dollar (Jahresdurchschnitt: 1,47 USD je Euro) betrug die Verteuerung bei uns jedoch nur rund 25%. Beim Jahresdurchschnittswert 2008 ist aber zu beachten, dass die Rohölpreise von Jahresbeginn mit rund 90 USD/bbl bis Jahresmitte auf deutlich über 140 USD/bbl stark angestiegen und dann bis Jahresende auf unter 40 USD/bbl gesunken sind. Die Preistrends am Rotterdamer Produktenmarkt folgten im Wesentlichen dem Preisverlauf von Rohöl, zeigten aber je nach Produkt unterschiedliche Entwicklungen. Veränderungen bei den Rohölpreisen dürfen jedoch nicht direkt den Pumpenpreisen an den Tankstellen gegenübergestellt werden, da diese für ein veredeltes Mineralölprodukt stehen und von unterschiedlichsten internationalen Kosten- und Marktfaktoren sowie von nationalen Verbrauchs- und Umsatzsteuern abhängig sind, die einen hohen prozentuellen Anteil ausmachen.

Der Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) ist ein bundesweiter Industrieverband im Bereich der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ). Er ist als gesetzliche Interessenvertretung Bindeglied zwischen Wirtschaft und Öffentlichkeit. Mitglieder sind österreichische Unternehmen, die Rohöl aufsuchen und fördern (upstream), in Pipelines transportieren (midstream) und in eigenen oder konzernverbundenen Raffinerien verarbeiten sowie Mineralölprodukte vertreiben (downstream). Derzeit gehören dem Fachverband 23 Mineralölunternehmen aus den up-, mid- und downstream-Bereichen an.

Der FVMI ist zuständig für die Koordinierung und Verfassung von Stellungnahmen im Rahmen der branchenspezifischen Begutachtung von EU-Richtlinien und nationalen Gesetzes- und Verordnungsentwürfen gegenüber Ministerien und sonstigen Behörden. Branchenrelevante Bereiche, wie Umwelt- und Energiethemen (Klimastrategie, Emissionshandel, Feinstaubproblematik, Kraftstoff- und Biokraftstoffbestimmungen, Normen, Abwasser und Abfall etc.) sowie steuer-, gewerbe-, sozialpolitische Themen werden vom FVMI in Zusammenarbeit mit Firmenvertretern fachlich und organisatorisch in zahlreichen Arbeitskreisen betreut. Branchenspezifische Informationen sowie Informationen über allgemeine wirtschaftliche Themen werden in Zusammenarbeit und Abstimmung mit den zuständigen Fachabteilungen der WKO an die Mitgliedsunternehmen weitergegeben.

In den Aufgabenbereich des FVMI fallen neben der umfangreichen Interessenvertretung gemäß Wirtschaftskammergesetz (WKG) die regelmäßigen Preis- und Mengenabfragen, wie zum Beispiel die wöchentliche Erhebung der Tankstellpreise bei Treibstoffen gemäß Preistransparenzgesetz für einen EU-weiten Vergleich, die firmenneutralen Auswertungen sowie Marktschätzungen.

Die Kollektivvertragsverhandlungen mit den Fachgewerkschaften Metall-Textil-Nahrung, Chemie und Privatangestellte (GPA – Druck, Journalismus, Papier) für die knapp 4.000 Beschäftigten sind eine weitere zentrale Aufgabe des FVMI. Die Kollektivverträge werden als Druckwerk, auf der Homepage sowie in der Kollektivvertragsdatenbank der WKO veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert.

Der Fachverband gibt branchenspezifische Informationen sowie Mitteilungen über allgemeine wirtschaftliche Themen in Zusammenarbeit und Abstimmung mit der Bundessparte Industrie und den zuständigen Fachabteilungen der WKO an seine Mitgliedsunternehmen weiter.

Weitere Fachverbandstätigkeiten sind unter anderem:

- Organisation und Abhaltung von jährlich mehrmals tagenden Arbeitskreissitzungen für Bereiche wie Commercial, PR, Retail, Statistik, HSSE, REACH, Biokraftstoffe, Abfall oder Gefahrguttransport
- Presseaussendungen und Stellungnahmen im Print- und Rundfunkbereich, wie zu Themen über die Marktentwicklung, Rohöl- und Treibstoffpreise oder Versorgungssicherheit
- Regelmäßige Aktualisierung der Fachverbands-Homepage ([www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at)) und Erstellung des Jahresberichtes
- Zusammenwirken mit dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend und dem Umweltministerium, insbesondere bei Fragen der Energieaufbringung, Versorgungssicherheit und Kraftstoffqualitäten, sowie enge Zusammenarbeit mit branchennahen Fachorganisationen
- Beantworten von branchenspezifischen Anfragen von Behördenvertretern, Sozialpartnern, Konsumenten, Schülern und Studenten sowie von nationalen und internationalen Organisationen
- Mitwirkung als Trägerorganisation in der ARGE „Flüssige Biokraftstoffe“
- Kooperation mit der Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen GmbH
- Unterstützung der Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften (ÖGEW)

## Obmann

Gen.Dir. KommR Dr. Wolfgang RUTTENSTORFER  
OMV AG

## Stellvertreter

Gen.Dir. Manfred KILLIAN  
BP Austria AG

Gen.Dir. Ing. Friedrich SCHALK  
Shell Austria GmbH

## Mitglieder

KommR Prok. Kurt EDER  
OMV AG

Mag. Heinrich HOLZER  
OMV Solutions GmbH

Gen.Dir. Dipl.-Ing. Markus MITTEREGGER  
Rohöl-Aufsuchungs AG

Gen.Dir. Dr. Barbara PRIESCHING  
Esso Austria GmbH

Gen.Dir.-Stv. Dr. Gerhard ROISS  
OMV Refining & Marketing GmbH

GF Dipl.-Ing. Sanders SCHIER  
Transalpine Ölleitung in Österreich GmbH

Gen.Dir. Dr. Mario SILLA  
Agip Austria GmbH

Dr. Stefan TOMANN  
Adria-Wien Pipeline GmbH

Dipl.-Ing. Christopher VEIT  
OMV Austria Exploration & Production GmbH

## Kooptierte Mitglieder

Mag. Peter ANNAWITT  
Erdöl-Lagergesellschaft mbH

Dir. Mag. Dr. Georg HORACEK  
OMV AG

Gen.Dir. Dipl.-Ing. Juraj VOZÁRIK  
MOL Austria Handels GmbH

## Fachverbands-Geschäftsstelle

Dr. Christoph CAPEK  
Geschäftsführer

Dipl.-Ing. Dr. Reinhard THAYER  
Umwelt/Energie

Dipl.-Ing. Dr. Hedwig DOLOSZESKI  
Gefährliche Abfälle/REACH (Teilzeit)

Susanne PENZ  
FVMI-Sekretariat, SCC

Alessandra FABRO  
FVMI-Sekretariat, Statistik

Sabine JEHOTEK  
ÖGEW-Sekretariat







Die OMV brachte 2008 im Zuge ihrer Bohraktivitäten 47.000 Bohrmeter nieder. Gemessen am Vorjahr nahmen sie um 45,1 % zu. Der OMV-Anteil an der heimischen Bohrmeterleistung belief sich auf 49,3 %. Die Bohrmeterleistung der RAG betrug 48.300 m, um 17.300 m mehr als im Jahr davor.

Erdöl ist ein vorwiegend aus Kohlenwasserstoffen bestehendes Gemisch mit verschiedenster Zusammensetzung (besonders Paraffine, Naphthene, Aromaten). Farbe und Konsistenz variieren von transparent und dünnflüssig bis tiefschwarz und dickflüssig. Außer Kohlenstoff (83 bis 87 Gewichtsprozent) und Wasserstoff (11 bis 15 Gewichtsprozent) kommen im Erdöl in wesentlich geringeren Mengen und in unterschiedlicher Konzentration Schwefel (bis zu 6 Gewichtsprozent), Stickstoff, Sauerstoff und Methan vor. In Spuren sind außerdem die Metalle Vanadium und Nickel enthalten. Erdöl hat aufgrund der Schwefelverbindungen einen charakteristischen Geruch. Rohöl (Crude Oil) ist das stabilisierte, das heißt von leichten Gasen befreite Erdöl, wie es zur Verarbeitung in der Raffinerie gelangt.

Erdgas ist ein ungiftiges, brennbares farb- und in der Regel geruchloses Naturgas, das in unterirdischen Lagerstätten vorkommt. Häufig tritt es zusammen mit Erdöl auf, da es auf ähnliche Weise entstanden ist. Erdgase unterscheiden sich örtlich in ihrer Zusammensetzung, Hauptbestandteil ist aber immer Methan. Erdgas enthält aber auch häufig größere Anteile höherer Kohlenwasserstoffe, wie Ethan, Propan oder Butan. Ein weiterer Nebenbestandteil kann Schwefelwasserstoff sein, der durch Entschwefelung des Erdgases entfernt wird. Kohlendioxid ist bis zu 9% enthalten. Um eventuell austretendes Erdgas orten zu können, wird es mit einem Duftstoff versehen, der für den klassischen Gasgeruch verantwortlich ist.

In Österreich wird seit Jahrzehnten im Wiener Becken und in der Molassezone (Oberösterreich, Salzburg) erfolgreich nach Erdöl und Erdgas gesucht und in wirtschaftlich relevanten Mengen gefördert.

## OMV-INLANDSAKTIVITÄTEN

2008 wurden für die OMV Austria Exploration & Production GmbH in ihren Aufsuchungsgebieten keine seismischen Messungen durchgeführt. Allerdings wurden die in den Vorjahren gewonnenen Daten im OMV-eigenen Processingcenter einer kontinuierlichen Auswertung unterzogen. Zum 1. Jänner 2008 belief sich die Fläche der OMV-Aufsuchungsgebiete auf 5.302 km<sup>2</sup> und blieb damit gegenüber dem Vorjahr unverändert.

## OMV-BOHRTÄTIGKEIT

2008 stellte die OMV Austria Exploration & Production GmbH sieben Aufschluss-, drei Erweiterungs-, sechs Produktions- und sechs Hilfsbohrungen fertig, die ausschließlich im Aufsuchungsgebiet „ÖMV Niederösterreich“ durchgeführt wurden. Eine Erweiterungsbohrung (Strasshof Tief 9b) befand sich zu Jahresende im Abteufen.

Die OMV brachte im Zuge ihrer Bohraktivitäten 47.007 Bohrmeter nieder, davon entfielen 12.455 m auf Aufschluss-, 16.503 m auf Erweiterungs-, 13.869 m auf Produktions- und 4.180 m auf Hilfsbohrungen. Gemessen am Vorjahr nahm die Bohrleistung der OMV im Berichtsjahr um 14.619 m oder 45,1% zu. Der OMV-Anteil an der heimischen Bohrmeterleistung belief sich auf 49,3%.

Von den niedergebrachten Aufschlussbohrungen waren „Mühlberg Süd 1“ öl- und gasfündig, „Hutsaul 2“ und „Oberweiden West 1“ jeweils gasfündig, von den Erweiterungsbohrungen waren „Spannberg 23“ und „Zistersdorf 4a“ ölfündig. Alle sechs Produktionsbohrungen waren öl- bzw. gasfündig.

## OMV-AUSLANDSAKTIVITÄTEN

OMV Exploration & Production GmbH war im Jahr 2008 im Ausland in insgesamt 19 Ländern (Ägypten, Australien, Bulgarien, Deutschland, Färöer-Inseln, Großbritannien, Iran, Irak, Irland, Jemen, Kasachstan, Libyen, Neuseeland, Norwegen, Pakistan, Rumänien, Russland, Slowakei und Tunesien) an Explorations- und Produktionsprojekten beteiligt. Dabei hatte OMV die Betriebsführerschaft in Ägypten, Bulgarien, Deutschland, Iran, Irak, Jemen, Kasachstan, Rumänien, Slowakei und Russland sowie in Teilen Australiens, Großbritanniens, Libyens, Neuseelands, Norwegens, Pakistans und Tunesiens inne. Die Bohrtätigkeit der OMV im Ausland erstreckte sich im Berichtsjahr auf elf Länder (Australien, Deutschland, Großbritannien, Iran, Irland, Jemen, Libyen, Pakistan, Rumänien, Russland und Tunesien). Insgesamt wurden 44 Explorations- und 26 Erweiterungsbohrungen abgeschlossen. Dies bedeutet im Vergleich zu 2007 eine Steigerung der Bohrtätigkeit um fast ein Drittel.

## Bohrmeterleistungen in Österreich

in m	Aufschlussbohrungen	Erweiterungsbohrungen	Produktionsbohrungen	Speicherbohrungen	Hilfsbohrungen	Gesamt 2008	Gesamt 2007	Veränderung
OMV	7 / 12.455	3 / 16.503	6 / 13.869	–	6 / 4.180	47.007	32.388	45,1%
RAG	14 / 28.629	4 / 2.806	3 / 4.750	6 / 12.115	–	48.300	31.004	55,8%
<b>Gesamt</b>	<b>21 / 41.084</b>	<b>7 / 19.309</b>	<b>9 / 18.619</b>	<b>6 / 12.115</b>	<b>6 / 4.180</b>	<b>95.307</b>	<b>63.392</b>	<b>50,3%</b>

QUELLE: FIRMENANGABEN

Die technische Fündigkeitsrate lag bei 47%, die kommerzielle bei 41%. Unter den Bohrungen, die als wirtschaftlicher Erfolg eingestuft werden, waren Ölfunde in Großbritannien, Iran, Libyen und Rumänien, Gasfunde in Pakistan, Tunesien und Rumänien sowie Gas- und Kondensatfunde in Großbritannien und Tunesien. Darüber hinaus wurden 348 Produktionsbohrungen in Jemen, Kasachstan, Libyen, Pakistan und Rumänien niedergebracht. Die Ausgaben für Auslandsexploration inklusive Petrom betragen 399 Mio EUR.

In **Deutschland (Bayern)** stieß die Nachfolgebohrung der ersten Explorationsbohrung (Seeg 1) auf Kohlenwasserstoffe, allerdings in nicht wirtschaftlicher Menge.

In den zwei Explorationslizenzen in der **Slowakei** begannen gemeinsame geologische Studien mit dem slowakischen Öl- und Gasunternehmen NAFTA.

In **Libyen** konnte die Gesamtproduktion im Vergleich zu 2007 um 4% auf 33.900 bbl/d gesteigert werden. Der Entwicklungsplan für die Felder NC 186 und NC 155/I und R führte im Juni zur ersten Ölproduktion. Im selben Monat unterzeichnete OMV mit Libyens National Oil Corporation (NOC) und Occidental Petroleum ein Abkommen über die Neuentwicklung des riesigen Nafoora Augila-Feldes sowie über Maßnahmen zur Verbesserung der Ausbeute in den Intisar-Feldern. Der Vertrag über diese Felder im produktiven Sirte-Becken wurde bis 2032 verlängert. Im Juli erneuerten NOC, OMV, Repsol, Total und StatoilHydro die Verträge über die Blöcke NC 186 und NC 115, die ebenfalls bis 2032 verlängert wurden. Im Dezember genehmigte NOC die Entwicklungspläne für die Felder NC 186/J und 186/K sowie den Neuentwicklungsplan für das von OMV operierte Shatirah-Feld im Block NC 163.

In **Großbritannien** sank die Produktion von 10.500 boe/d im Jahr 2007 aufgrund von Problemen beim Schiehallion-Ölfeld und des Anteilsverkaufs am Dunlin-Feld, aber auch durch den natürlichen Produktionsabfalls auf 7.800 boe/d. Eine Aufschlussbohrung (Amos) wurde mit einem Ölfund abgeschlossen, eine Erweiterungsbohrung mit einer Ablenkung bestätigte das signifikante Potenzial der Jack Daw-Struktur.

In **Norwegen** erweiterte OMV ihr Explorationsportfolio durch die erfolgreiche Bewerbung um einen Block als Betriebsführer und den Erwerb eines Anteils an einem Block ohne Betriebsführerschaft, beide im norwegischen Meer. OMV hielt damit sechs Explorationslizenzen, vier davon als Betriebsführer.

In **Pakistan** sank die Produktion auf 17.000 boe/d (2007: 18.300 boe/d). Anfang 2008 begann die Evaluierung der von OMV getätigten Gasfunde in den Blöcken Gambat und Latif. Eine Erweiterungsbohrung im Latif-Block war erfolgreich. OMV sicherte sich erfolgreich Anteile an vier neuen Explorationsblöcken (ohne Betriebsführerschaft).

Im **Irak (Region Kurdistan)** wurde in den beiden von OMV betriebenen Explorationsblöcken Mala Omar und Shorish 2D-Seismik akquiriert.

Im **Jemen** konnte die Bruttoproduktion des Ölfeldes Habban durch neue Entwicklungsbohrungen und die Erweiterung der Abtransportkapazität auf 7.900 bbl/d mit einem Nettoanteil von 3.300 bbl gesteigert werden (2007: 1.700 bbl/d).

In **Australien** akquirierte OMV 7.800 km 2D-Seismik in vier Offshore-Blöcken im Carnarvon-Becken.

In **Neuseeland** blieb die Produktion mit 13.100 boe/d nahezu gleich (2007: 13.400 boe/d). Die Überhitzung auf den Märkten für Equipment und Services sowie schlechtes Wetter führten zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme des Ölfeldes Maari auf das erste Quartal 2009. In drei von OMV betriebenen Offshore-Explorationslizenzen im Great South-Basin wurden 20.000 km 2D-Seismik durchgeführt.

In **Tunesien** stieg die durchschnittliche Tagesproduktion auf 9.000 bbl/d (2007: 8.100 bbl/d). Zwei Aufschlussbohrungen im von OMV betriebenen Block Jenein Sud fanden Öl, Gas und Kondensat. Um das Explorationsportfolio zu stärken, wurde ein 80%-Anteil als Betriebsführer am Sidi Mansour-Block im Golf von Gabès erworben.

In **Ägypten** wurden 2008 1.500 km<sup>2</sup> 3D-Seismik im OMV-betriebenen Offshore-Block 11 (Obayeid) im östlichen Mittelmeer akquiriert.

In **Bulgarien** gab OMV den Varna Deep Sea-Explorationsblock auf und schloss ihre Niederlassung.

In **Rumänien** hält Petrom 15 Onshore- und zwei Offshore-Explorationsblöcke mit einer Größe von 55.000 km<sup>2</sup> und betreibt 270 Öl- und Gasfelder mit einer durchschnittlichen Tagesproduktion von 188.500 boe (2007: 192.500 boe/d). Die Ölförderung konnte durch verbesserte Bohrleistung, die Modernisierung von Ölsonden und den Einsatz neuer Technologien zur Ausbeutesteigerung stabilisiert werden. Die Gasförderung wurde durch Einschränkungen im Gastransportnetz und ungeplante Stillstände bei wichtigen Kunden in der Düngemittelindustrie beeinträchtigt. Die Anwendung modernen Lagerstättenmanagements, neuer Produktionstechnologien und Explorationsfolge auf Öl und Gas führten zu einer Reservenersatzrate von 71% (2007: 38%). 5.049 m Bohrungen wurden rekomplettiert, was sich positiv auf Produktionskosten, Produktionsmengen und die betriebliche Sicherheit auswirkt. Petrom hat einen Vertrag mit ExxonMobil über die Durchführung einer gemeinsamen Offshore-Explorationskampagne im Tiefseebereich des Schwarzen Meeres unterzeichnet. Die im Februar 2008 übernommene Ölservice-

firma Petromservice wurde mit dem Ziel einer Erhöhung von Qualität und Senkung der Kosten in Petrom E&P integriert.

In **Kasachstan** stieg die Förderung auf 5.700 boe/d (2007: 4.600 boe/d), was durch Produktionsbohrungen und erfolgreiche Stimulationen in den Feldern Tasbulat, Turkmenoi und Aktas erreicht wurde. Erste horizontale Förder- und vertikale Gasinjektionsbohrungen im Onshore-Ölfeld Komsomolskoe wurden abgeschlossen.

In **Russland** wurden 2008 die Explorationsaktivitäten in der Provinz Saratov fortgesetzt und rund 1.500 km 2D-Seismik akquiriert.

## OMV-AUSBLICK 2009

Im Bereich Exploration and Production wird eine Produktionssteigerung erwartet, da die Ölfelder Maari (Neuseeland) und Komsomolskoe (Kasachstan) 2009 in Betrieb gehen sollen. Die österreichischen Gasfelder Strasshof und Ebenthal, das Habban-Ölfeld im Jemen sowie das Mamu-Gasfeld und das Delta-Ölfeld, beide in Rumänien, sollen ebenfalls positiv zur Produktion beitragen. Andererseits werden sich die OPEC-Quoten negativ auf die zu erwartenden Mengen aus Libyen auswirken. In der Region Kurdistan im Irak soll 2009 die erste Explorationsbohrung unter OMV-Betriebsführerschaft niedergebracht werden. In Rumänien werden die erfolgreich abgeschlossenen Modernisierungen der Bohrungen und die Effizienzsteigerung der Produktionsprozesse in Kombination mit Anpassungen in der Organisationsstruktur positiven Einfluss auf die Produktionskosten haben.

Gastbeitrag von Dr. Konrad Hösch, OMV

## RAG-AKTIVITÄTEN

Die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) ist das traditionsreichste Explorations- und Produktionsunternehmen Österreichs. Die Aufsuchungs- und Fördergebiete der RAG konnten in den letzten Jahren auf über 7.100 km<sup>2</sup> erweitert werden, wobei rund 60% in Österreich und 40% in Bayern liegen.

Der Vibroseis-Trupp der Firma DMT GmbH hat 2008 geophysikalische Messarbeiten im Auftrag der RAG im Aufsuchungsgebiet weitergeführt: Im Aufsuchungsgebiet „RAG Oberösterreich-Niederösterreich“ liegt das Atzbach 3D-Seismik-Projekt. Die Messungen, die im Juni 2007 im Bereich nordwestlich von Haag am Hausruck begonnen wurden und bis Ende des Jahres den Bereich Steinerkirchen erreicht hatten, wurden 2008 nach Osten bis Kremsmünster fortgesetzt und am 20. Februar 2008 abgeschlossen. Die gemessene Fläche für 2008 betrug 102,2 km<sup>2</sup>, die gemessene Gesamtfläche

für 2007/08 belief sich auf 498,7 km<sup>2</sup>. Im Aufsuchungsgebiet „RAG Salzburg“ wurden im Jahr 2008 keine geophysikalischen Messungen durchgeführt.

## RAG-BOHRTÄTIGKEIT

Im Jahr 2008 wurden im Aufsuchungsgebiet „RAG Oberösterreich/Niederösterreich“ 23 Tiefbohrungen und im Aufsuchungsgebiet „RAG Salzburg“ vier Tiefbohrungen niedergebracht und davon 25 abgeschlossen. Sechs dieser Tiefbohrungen waren Speicherbohrungen: Haag Speicher HGSP 1, HGSP 2, HGSP 3, Zagling Speicher 1 (inklusive Ablenkung ZGSP 1A) sowie Zagling Speicher 2, letztere Bohrung wurde 2009 abgeschlossen.

Von den 14 im Berichtsjahr niedergebrachten Aufschlussbohrungen wurden elf Bohrungen abgeschlossen, eine ging übers Jahr und zwei befinden sich noch in der Testphase. Davon waren vier gasföndig (Bamberg 1, Rosenau 2A, Traich 1, Wegscheid 3), zwei ölföndig (Voitsdorf 43, Bad Hall 3), eine sowohl öl- als auch gasföndig (Sierning 002) und vier nicht föndig (Hiersdorf 3, Arnstetten 1, Hofstadt 1, Gilgenberg 4). Von den sieben im Berichtsjahr abgeschlossenen Erweiterungsbohrungen waren zwei gasföndig (Lauterbach 6 und Voitsdorf 42), eine Bohrung war ölföndig (Mühlreith 3C), zwei waren Injektoren (Hiersdorf 3B und 5) und zwei Bohrungen waren nicht föndig (Hiersdorf 3A und Rosenau 2).

Die Bohrmeterleistung betrug insgesamt 48.300 m und teilt sich wie folgt auf die verschiedenen Bohrkategorien auf: Aufschlussbohrungen 28.629 m, Erweiterungsbohrungen 2.806 m, Produktionsbohrungen 4.750 m und Speicherbohrungen 12.115 m. 2008 produzierte die RAG in Österreich 104.000 t Rohöl und rund 308 Mio m<sup>3</sup> Erdgas (inkl. NGL).

## SHELL AUSTRIA-AKTIVITÄTEN

In Ägypten war Shell Austria GmbH im Berichtsjahr in den Konzessionen Badr El Din, Sitra und North East Abu Gharadiq direkt tätig, in der Konzession Matruh über den Operator Apache. Darüber hinaus wurde nach wie vor die Konzession Obaiyed über eine eigene Gesellschaft betrieben. In den Konzessionen Badr El Din und Sitra wird bereits seit Mitte der 1980er Jahre produziert, seit 2002 konnte auch mit der Ölförderung in der Konzession North East Abu Gharadiq begonnen werden. Für die weitere Erschließung der ägyptischen Konzessionen wurden 2008 Investitionen in Höhe von rund 19,7 Mio EUR getätigt, die im Wesentlichen die Konzessionen Badr El Din und North East Abu Gharadiq betrafen. Für andere Explorationstätigkeiten, wie etwa seismische Untersuchungen, sind rund 21 Mio EUR angefallen.

## ERDÖL

Laut Statistical Review von BP betrug die weltweite Erdölförderung im Berichtsjahr 3,93 Mrd t, um 0,7% mehr als im Jahr zuvor. Der Anteil der OPEC belief sich auf 1,76 Mrd t, was einem Anstieg um 2,9% und einem Anteil an der Gesamtproduktion von 44,8% entsprach. Hingegen reduzierte sich die Erdölaufbringung in den OECD-Ländern um 4%, in den Ländern der früheren Sowjetunion war sie knapp über dem Niveau des Vorjahres. Das Land mit der größten Produktion war Saudi-Arabien mit 515 Mio t (+4,3%), gefolgt von Russland mit 489 Mio t (-0,6%), an dritter Stelle lagen die USA mit 305 Mio t (-1,8%).

### Inlandsförderung

In Österreich wurde 2008 etwa so viel Öl gefördert wie im Jahr zuvor, während die Gasproduktion deutlich zurückging. Konkret reduzierte sich die Jahresgesamtförderung von Erdöl inklusive Natural Gas Liquids (NGL) um 2.711 t (-0,3%) auf 942.030 t. Die Erdölproduktion im engeren Sinn (ohne NGL) belief sich auf 861.639 t, wobei 782.373 t im Wiener Becken und 79.266 t in der Molassezone gefördert wurden.

Die Produktion von Natural Gas Liquids, darunter versteht man Kondensat und die flüssigen Anteile bei der Erdgasproduktion, betrug im Berichtsjahr 80.391 t, davon 99,5% im Wiener Becken. Von der 942.030 t umfassenden Erdölgesamtproduktion förderte OMV 89% (837.960 t) und RAG 11% (104.070 t). Die Verteilung auf die beiden Förderprovinzen ergab 91,5% (862.333 t) für das Wiener Becken und 8,5% (79.697 t) für die Molassezone.

### Erdölreserven in Österreich

Die von der Geologischen Bundesanstalt (GBA) gemeinsam mit OMV Austria Exploration & Production und RAG durchgeführten Berechnungen und Schätzungen der österreichischen Kohlenwasserstoffreserven ergaben mit Stichtag 31. Dezember 2008 gewinnbare Erdölreserven (inklusive NGL) von rund 12,9 Mio t. Dieser Wert bezieht sich auf die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Vorräte und liegt geringfügig unter dem Vergleichswert des Vorjahres von 13,1 Mio t. Die Reichweite der Reserven ist somit seit 1995 leicht gestiegen und umfasst bei Fortsetzung der heutigen Förderaktivitäten rund vierzehn Jahresförderungen. Darüber hinaus gehende mögliche Vorräte weist die GBA nicht aus.

### Rohölförderung in Österreich

in t	2008	2007	Veränderung
OMV (88,5%)	758.000	755.000	0,4%
davon in NÖ	758.000	755.000	0,4%
RAG (11,5%)	103.639	98.549	5,2%
davon in NÖ	24.373	22.302	9,3%
davon in OÖ	79.266	76.247	0,4%
<b>Gesamt</b>	<b>861.639</b>	<b>853.549</b>	<b>0,9%</b>

### Rohölförderung 2004 bis 2008

in t	2004	2005	2006	2007	2008
Rohölförderung	891.254	854.775	856.274	853.549	861.639
Veränderung	-30.919	-36.479	1.499	-2.725	8.090
in %	-3,4%	-4,1%	0,2%	-0,3%	0,9%

### NGL-Förderung in Österreich

in t	2008	2007	Veränderung
NGL-Förderung	80.391	91.192	-11,8%
davon OMV	79.960	90.759	-11,9%
davon RAG	431	433	-0,5%

### Fördersonden 2004 bis 2008

	2004	2005	2006	2007	2008
Pumpsonden	569	567	544	573	556
Gasliftsonden	168	163	144	130	123
Eruptivsonden	39	37	32	27	20
<b>Gesamt</b>	<b>776</b>	<b>767</b>	<b>720</b>	<b>730</b>	<b>699</b>

QUELLE: FIRMENANGABEN; FÖRDERSONDEN: BMWFJ, MONTANBEHÖRDE

### Erdölreserven weltweit

Bei der Berechnung der Ölreserven werden nur die Vorkommen herangezogen, die mit gegenwärtigen Techniken zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbar und durch Bohrungen tatsächlich bestätigt sind. Zum Jahresende 2008 betragen diese 182,2 Mrd t. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich somit die Weltrohölreserven um 0,8%. Markante Anstiege gab es insbesondere in Venezuela und Libyen, in Nordamerika und den GUS-Ländern blieben sie etwa gleich und die Europäische Union musste einen geringfügigen Rückgang verzeichnen. Das Land mit den größten nachgewiesenen Rohölreserven ist mit Abstand Saudi-Arabien mit über 36 Mrd t. Mit 128 Mrd t verfügen die zwölf OPEC-Staaten über 70,4% der heute weltweiten Rohölreserven.

Die „Ölreichweite“, eine Stichtagsbetrachtung, die das Verhältnis der bestätigten weltweiten Reserven zum weltweiten Verbrauch des jeweiligen Jahres darstellt, beträgt somit unverändert etwa 46 Jahre. Die Entölungsmöglichkeiten einer Lagerstätte, die heute bei etwa 35 bis 40% liegen, werden sich durch technische Fortschritte in Zukunft weiter erhöhen und damit die Ölreichweite verlängern.

### Erdölimporte

Die Erdöllieferungen nach Österreich betragen im Berichtsjahr 7,94 Mio t und kamen aus 16 Ländern. Die wichtigsten Rohöllieferanten für die heimische Mineralölversorgung waren

2008 Kasachstan (1,98 Mio t), der Irak (1,46 Mio t), Algerien (1,19 Mio t) und Libyen (0,84 Mio t). Die Rohölmenge aus diesen vier Lieferländern von knapp 5,5 Mio t entspricht nahezu 70% der gesamten Bezugsmenge, die fast gänzlich per Pipeline (TAL und AWP) zur Raffinerie nach Wien-Schwechat gepumpt wurde. Weitere wichtige Lieferländer sind Venezuela, Saudi-Arabien und Nigeria. Wie auch aus den Statistiken zu entnehmen ist, verändern sich von Jahr zu Jahr die Bezugsmengen aus den verschiedenen Ländern maßgeblich. Der durchschnittliche Importwert pro Tonne Rohöl betrug laut Importstatistik des BMWFJ im Berichtsjahr 523,24 EUR/t, das sind um 32,4% mehr als im Jahr zuvor (395,34 EUR/t).

### Rohöltransport

Für die Rohölversorgung der einzigen Raffinerie in Österreich in Schwechat bei Wien sind zwei Pipelines, die Transalpine Ölleitung (TAL) und die Adria-Wien-Pipeline (AWP), verantwortlich. Nahezu die gesamten Rohölimporte gelangen so vom Ölanlandehafen in Triest via TAL nach Südösterreich und von dort via AWP nach Schwechat.

**Transalpine Ölleitung (TAL):** Die TAL transportiert Rohöl zu Raffinerien und Tanklagern in Österreich und Deutschland. Für den Betrieb und die Verwaltung der TAL-Einrichtungen sind Betriebsgesellschaften in Deutschland, Österreich und Italien verantwortlich, bei denen insgesamt rund 200 Mitarbeiter beschäftigt sind.

### Österreichs wichtigste Rohöllieferanten

	2008		2007		Veränderung in %
	in t	in %	in t	in %	
Kasachstan	1.977.718	24,9%	1.831.980	23,9%	8,0%
Irak	1.459.891	18,4%	920.413	12,0%	58,6%
Algerien	1.187.650	14,9%	441.891	5,8%	168,8%
Libyen	838.656	10,6%	1.729.808	22,6%	-51,5%
Venezuela	598.950	7,5%	168.985	2,2%	254,4%
Saudi-Arabien	457.152	5,8%	571.104	7,5%	-20,0%
Nigeria	338.678	4,3%	265.245	3,5%	27,7%
Russland	290.627	3,7%	240.575	3,1%	20,8%
Iran	283.062	3,6%	529.069	6,9%	-46,5%
Syrien	202.086	2,5%	669.646	8,8%	-69,8%
Tunesien	90.732	1,1%	129.363	1,7%	-29,9%
Turkmenistan	83.974	1,1%	65.027	0,9%	29,1%
Ägypten	76.555	1,0%	0	0,0%	-
Tschechien	18.598	0,2%	16.538	0,2%	12,5%
Korea	18.453	0,2%	0	0,0%	-
Slowakei	16.504	0,2%	22.172	0,3%	-25,6%
Deutschland	3.397	0,0%	4.054	0,1%	-16,2%
Frankreich	10	0,0%	70	0,0%	-85,7%
Aserbaidschan	0	0,0%	39.070	0,5%	-
<b>Gesamt</b>	<b>7.942.693</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.645.010</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</b>

QUELLE: STATISTIK AUSTRIA/AUSSENHANDEL

Die TAL übernimmt das Rohöl von Tankschiffen an ihren Hafenanlagen in Triest, wo Tanker mit einem Fassungsvermögen von bis zu 280.000 t (Gesamtverdrängung, das heißt Tankergewicht einschließlich Cargo) gelöscht werden können. Die TAL hat im Berichtsjahr 435 Tanker abgefertigt und dabei rund 35,7 Mio t an die jeweiligen Übergabestellen umweltschonend und wirtschaftlich geliefert.

Die TAL versorgt die Raffinerie Schwechat, die bayerischen Raffinerien und einen Teil der Raffinerien in Baden-Württemberg sowie in der Tschechischen Republik. An die Pipeline sind neun Raffinerien bzw. Tanklager angeschlossen. Die TAL hat seit Inbetriebnahme im Jahr 1967 14.917 Tanker an der eigenen Hafenanlage in Triest unfallfrei entladen. Damit wurden vierzig Millionen Tankwagenfahrten vom Süden in den Norden erspart. Vom Durchsatz gingen 2008 etwas mehr als die Hälfte (51 %) an die bayerischen Raffinerien Ingolstadt, Vohburg, Neustadt und Burghausen, rund 18 % an die Raffinerien in Karlsruhe und etwa 22 % an die Adria-Wien-Pipeline (AWP) sowie gut 9 % an die Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO) zur Weiterleitung an tschechische Raffinerien.

Der Leitungsabschnitt TAL-IG hat einen Durchmesser von 40" und eine jährliche Nominalkapazität von 42 Mio t. Die Hafenanlage in Triest in der Bucht von Muggia ist mit vier Frachtlöschköpfen ausgestattet. Die Gesamtlänge des unterirdisch verlaufenden TAL-Pipelinesystems beträgt 753 km, davon 21,6 km durch insgesamt fünf Tunnel. Der Streckenabschnitt in Österreich beträgt 165 km. Die höchste Trassenführung ist im Felbertauerntunnel mit 1.572 m Seehöhe. An der TAL sind die Mineralölunternehmen OMV, Shell, ExxonMobil, Ruhr Oel, ENI, BP, Conoco-Phillips und Total beteiligt. Die TAL leistet einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung Süddeutschlands und Österreichs.

**Adria-Wien-Pipeline (AWP):** Das für Österreich bestimmte Rohöl wird von der TAL in Würmlach (Gemeinde Kötschach-Mauthen, Kärnten) an die AWP übergeben. Die Adria-Wien-Pipeline beginnt bei Kötschach-Mauthen und endet bei der Übergabestation in der Raffinerie Schwechat. Der Sitz der AWP befindet sich in Klagenfurt, die Steuerzentrale und das Tanklager in Würmlach bei Kötschach-Mauthen. Insgesamt waren im Berichtsjahr 42 Mitarbeiter bei AWP beschäftigt. Im Berichtsjahr hat die AWP 7,9 Mio t Rohöl nach Schwechat verpumpt, das waren um 0,3 Mio t mehr als im vorangegangenen Jahr. Die Verfügbarkeit der AWP ist mit 98,5 % überdurchschnittlich hoch.

Die Adria-Wien-Pipeline ist rund 420 km lang und hat einen Durchmesser von 18". Die kürzeste Transportzeit beträgt 1,6 Tage, im Durchschnitt ist das Rohöl etwa zweieinhalb Tage unterwegs. Die maximale Transportgeschwindigkeit beträgt 10,6 km/h, die maximale Pumprate 1.650 m<sup>3</sup>/h. Über eine 14 km lange Stichleitung ist die AWP mit dem Lager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) in Lannach, Steiermark, verbunden, wo Teile der Pflichtnotstandsreserven der Mineralölfirmen zur Krisenbewältigung gelagert sind. Bei einer Unterbrechung der Rohöllieferungen aus Triest kann die Raffinerie Schwechat von Lannach über die AWP mit Rohöl versorgt werden. An der AWP sind die Mineralölunternehmen Agip Austria, BP Austria und OMV beteiligt.

**Bratislava-Schwechat-Pipeline (BSP):** Der Bau der bereits 2003 in einem Memorandum vereinbarten Ölpipeline von der slowakischen Hauptstadt Bratislava zur Raffinerie Schwechat soll 2009 in Angriff genommen werden und 2011 in Betrieb gehen. Mit der BSP wäre die Raffinerie Schwechat direkt an die russische Druschba-Pipeline angeschlossen. Die geplante Pipeline Wien-Bratislava ist für die Versorgungssicherheit

### Erdgasförderung in Österreich

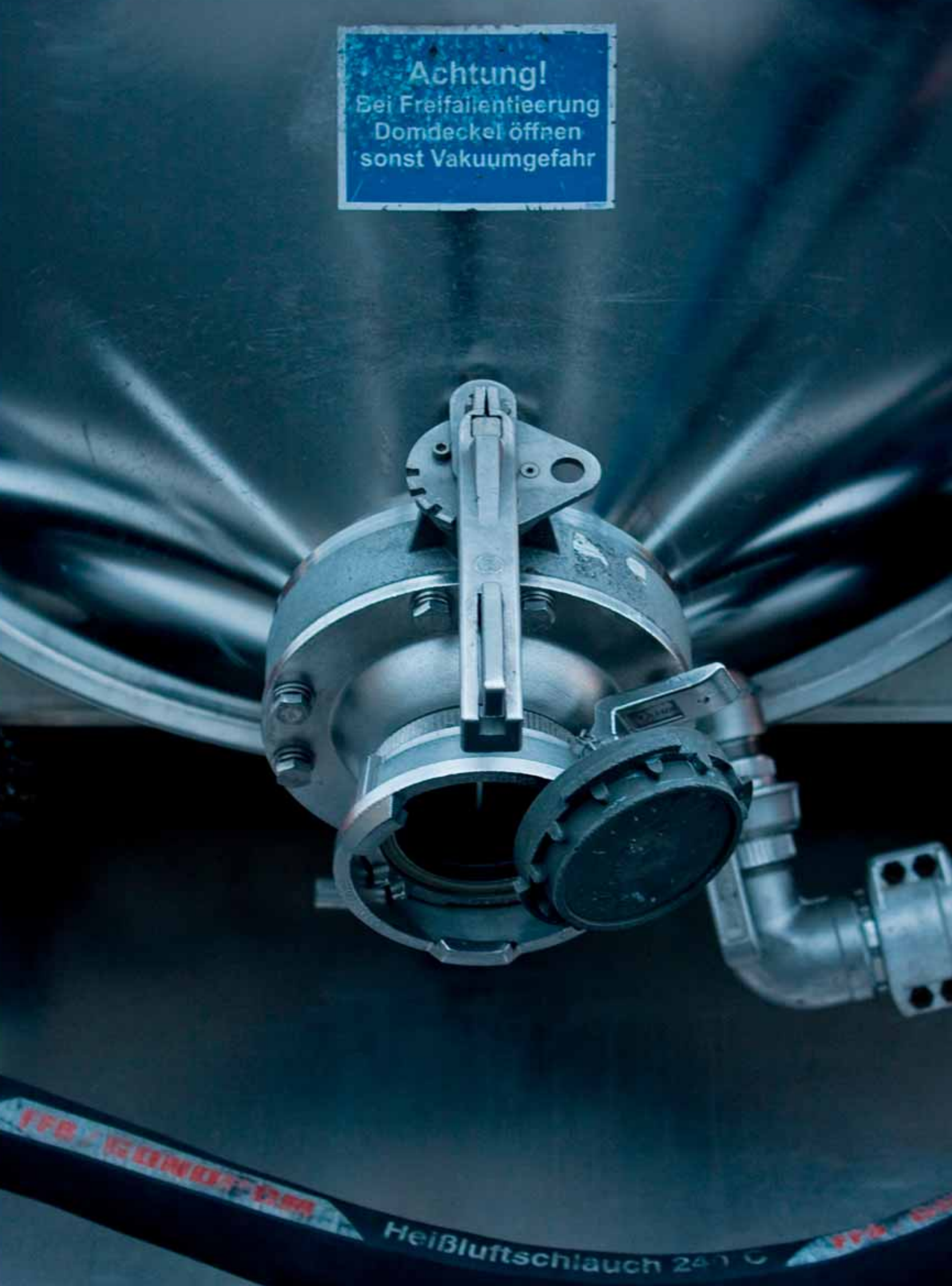
in 1.000 m <sup>3</sup> n	Erdgas	Erdölgas	Gesamt 2008	Gesamt 2007	Veränderung
OMV	982.824	240.543	1.223.367	1.309.140	-6,6 %
davon in Wien/NÖ	982.824	240.543	1.223.367	1.309.140	-6,6 %
RAG	289.412	18.947	308.359	538.523	-42,7 %
davon in NÖ	828	1.944	2.772	3.489	-20,6 %
davon in OÖ/S	288.584	17.003	305.587	535.034	-42,9 %
<b>Gesamt</b>	<b>1.272.236</b>	<b>259.490</b>	<b>1.531.726</b>	<b>1.847.663</b>	<b>-17,1 %</b>

### Erdgasproduktion in Österreich 2004 bis 2008

in 1.000 m <sup>3</sup> n	2004	2005	2006	2007	2008
Erdgassonden	208	186	207	211	189
Erdgas	1.667.546	1.306.357	1.565.767	1.592.296	1.272.236
Erdölgas	295.362	330.670	253.396	255.367	259.490
<b>Gesamt</b>	<b>1.962.908</b>	<b>1.637.027</b>	<b>1.819.163</b>	<b>1.847.663</b>	<b>1.531.726</b>
Veränderung	-3,3 %	-16,6 %	11,1 %	1,6 %	-17,1 %


QUELLE: FIRMENANGABEN

**Achtung!**  
Bei Freifallentleerung  
Domdeckel öffnen  
sonst Vakuumgefahr



IFB - GEWISS - IFA  
Heißbluntschiauch 240 °C



The image shows several tall, dark industrial towers or distillation columns against a bright, orange-hued sunset sky. The towers are silhouetted, with some showing platforms and ladders. The sun is low on the horizon, creating a strong backlighting effect. The overall scene is industrial and atmospheric.

2008 wurden 7,94 Mio t Erdöl  
aus 16 Ländern importiert.  
Der wichtigste Lieferant war  
Kasachstan mit 1,98 Mio t.  
Nahezu die gesamte Menge  
gelangte per Pipeline von Triest  
nach Schwechat, zur einzigen  
Raffinerie Österreichs.

beider Länder wichtig, da sie Öl in beide Richtungen transportieren können wird. Derzeit wird das russische Erdöl aus der russischen Hafenstadt Noworossijsk am Schwarzen Meer per Schiff nach Triest befördert und von dort via Pipeline nach Schwechat gepumpt.

Die BSP soll eine Jahreskapazität von 3,6 Mio t haben und auf rund 5 Mio t gesteigert werden können. Der geplante Leitungsabschnitt zwischen Bratislava und Schwechat ist rund 60 km lang, der Leitungsdurchmesser soll 16" betragen.

## ERDGAS

### Inlandsförderung

2008 betrug die Erdgasförderung inklusive Erdölgasproduktion 1,53 Mrd m<sup>3</sup>n (Normkubikmeter), davon 1,27 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas (83%) und 0,26 Mrd m<sup>3</sup> Erdölgas (17%). Damit wurde das Produktionsniveau 2007 um rund 316 Mio m<sup>3</sup> unterschritten (-17,1%). Der Anteil am Fördervolumen betrug bei OMV 80% und bei RAG 20%. In diesen Fördervolumina sind keine Verlagerungsmengen der Erdgasspeicher (Einspeicherungen oder Entnahmen) enthalten. Rund 73% wurden im Wiener Becken und 27% in der Molassezone gefördert.

OMV Austria Exploration & Production förderte 983 Mio m<sup>3</sup> Erdgas, RAG 289 Mio m<sup>3</sup>. Bei der Erdölgasproduktion waren dies bei OMV Austria E&P 241 Mio m<sup>3</sup> und bei der RAG 19 Mio m<sup>3</sup>.

Seitens OMV erfolgte diese Produktion aus 72 Gasförder-sonden und 620 Erdölförder-sonden (Erdölgas), bei der RAG waren es 117 Gasförder-sonden und 86 Erdölförder-sonden (Erdölgas). Das Gas wird per Leitungssystem von den Sonden gesammelt, in Gasstationen getrocknet, verdichtet und anschließend an die Landesferngasgesellschaften zum Weitertransport an die Verbraucher übergeben oder den Untergrundgasspeichern zugeführt.

### Erdgasreserven in Österreich

Zum 31. Dezember 2008 betragen die gewinnbaren Erdgasreserven (sichere und wahrscheinliche Vorräte, inklusive inerte Anteile) laut der Geologischen Bundesanstalt (GBA) mit 29,8 Mrd m<sup>3</sup>n um 5 Mrd m<sup>3</sup>n weniger als zum Jahresende 2007, für Erdgas exklusive inerter Anteile wurden 27,9 Mrd m<sup>3</sup>n ausgewiesen (gemäß internationalen Normen werden Erdgasreserven auch ohne Anteile von CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, He und H<sub>2</sub>S berichtet). Nach heutigem Produktionsstand entspricht dies einem Vorratspolster von etwa 19 Jahresförderungen. Die zusätzlichen möglichen Vorräte weist die GBA auch bei Erdgas nicht aus.

### Erdgasreserven weltweit

Nach dem BP Statistical Review of World Energy June 2009 betragen die weltweiten Erdgasreserven am Ende des Berichtsjahres 185.020 Mrd m<sup>3</sup>, um 7.970 Mrd m<sup>3</sup> mehr als im Jahr davor (177.050 Mrd m<sup>3</sup>) Die weltweite Jahresproduk-

### Erdgasimporte nach Österreich 2004 bis 2008

in 1.000 m <sup>3</sup> n	2004	2005	2006	2007	2008
GUS	5.840.000	6.425.000	6.105.000	5.411.000	6.058.000
Norwegen	908.000	1.062.000	1.272.000	1.417.000	1.341.000
Andere	1.261.000	1.693.000	1.835.000	1.912.000	2.380.000
<b>Gesamt</b>	<b>8.009.000</b>	<b>9.180.000</b>	<b>9.212.000</b>	<b>8.740.000</b>	<b>9.779.000</b>

### Erdgasaufbringung in Österreich 2004 bis 2008

in 1.000 m <sup>3</sup> n	2004	2005	2006	2007	2008
Inlandsförderung	1.963.000	1.637.000	1.819.000	1.848.000	1.532.000
Import	8.009.000	9.180.000	9.212.000	8.740.000	9.779.000
Export (ohne Transit)	-913.000	-835.000	-1.369.000	-1.849.000	-1.900.000
<b>Gesamt</b>	<b>9.059.000</b>	<b>9.982.000</b>	<b>9.662.000</b>	<b>8.739.000</b>	<b>9.411.000</b>
Speicherbewegung	-65.000	-500.000	-752.000	-304.000	-422.000
Fernleitungsverluste, Messdifferenzen und Eigenverbrauch	-411.000	-421.000	-454.000	-496.000	-598.000
<b>Abgabe an Verbraucher</b>	<b>8.583.000</b>	<b>9.061.000</b>	<b>8.456.000</b>	<b>7.939.000</b>	<b>8.391.000</b>

QUELLE: FIRMENANGABEN

tion belief sich auf 3.066 Mrd m<sup>3</sup>, um 3,4% mehr als 2007. Der weltweite Erdgasverbrauch betrug 3.029 Mrd m<sup>3</sup>, was einer Steigerung von 2,5% zur Vorjahresperiode entsprach.

Die größten Produzentenländer waren Russland (602 Mrd m<sup>3</sup>), USA (582 Mrd m<sup>3</sup>), Kanada (175 Mrd m<sup>3</sup>), Iran (116 Mrd m<sup>3</sup>) und Norwegen (99 Mrd m<sup>3</sup>). Die größten Verbraucherländer waren die USA (657 Mrd m<sup>3</sup>), Russland (420 Mrd m<sup>3</sup>), Iran (118 Mrd m<sup>3</sup>), Kanada (100 Mrd m<sup>3</sup>) und Großbritannien (94 Mrd m<sup>3</sup>). Gemessen am gegenwärtigen Verbrauch kann daher von sicheren Reserven für gut 60 Jahre ausgegangen werden. Darüber hinaus können weiterhin zusätzlich weltweit geschätzte Reserven von 207.000 Mrd m<sup>3</sup> angenommen werden, die nach heutigem Stand noch weitere 70 Jahre an Reserven bedeuten würden. Über die größten Gasreserven verfügten Russland (43.300 Mrd m<sup>3</sup>), Iran (26.600 Mrd m<sup>3</sup>) und Qatar (25.460 Mrd m<sup>3</sup>), weit abgeschlagen liegen Turkmenistan (7.940 Mrd m<sup>3</sup>), Saudi-Arabien (7.570 Mrd m<sup>3</sup>), die USA (6.730 Mrd m<sup>3</sup>) und Nigeria (5.220 Mrd m<sup>3</sup>).

### Erdgasimporte

Die Erdgasinlandsförderung betrug im Berichtsjahr insgesamt 1,53 Mrd m<sup>3</sup> und trug zu 16% an der gesamten Erdgasaufbringung in Österreich bei. Die verbliebenen 84% mussten durch Importe gedeckt werden. So bezog Österreich vor Abzug der österreichischen Exporte (1,9 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas ohne Transit) 9,8 Mrd m<sup>3</sup>. Diese Menge teilte sich auf Russland mit 6,1 Mrd m<sup>3</sup>, Norwegen mit 1,3 Mrd m<sup>3</sup> und andere Länder mit 2,4 Mrd m<sup>3</sup> auf.

Das Erdgas aus Russland kommt aus Westsibirien und wird über 4.000 km nach Österreich zum Übernahmepunkt in Baumgarten an der österreichisch-slowakischen Grenze mit turbinengetriebenen Kompressoren gepumpt. Baumgarten ist ein wichtiger Verkehrsknoten im europäischen Erdgasnetz. Von dort führen fünf große Gaspipelines in sternförmiger Richtung weiter zu österreichischen Abnehmern und in andere europäische Länder.

### Erdgasverbrauch

2008 wurden in Österreich nach Abzug der Exporte in Höhe von 1,9 Mrd m<sup>3</sup> 9,4 Mrd m<sup>3</sup> aufgebracht. Wegen des kälteren Winters 2007/08 wurden mit 8,4 Mrd m<sup>3</sup> um knapp 6% mehr Erdgas an heimische Verbraucher abgegeben als im Jahr davor. Die Differenzen zwischen Aufbringung und Verbrauch ergaben sich durch Einspeicherungen, Fernleitungsverluste, Messdifferenzen und Eigenverbrauch. Von den rund 8,4 Mrd m<sup>3</sup> gingen etwa 34% an Kraftwerke, rund 27% an Kleinverbraucher (Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft) und 39% an die Industrie.

### Erdgasspeicherung

Die Nutzung einer natürlichen, schon seit Millionen Jahren bestehenden Erdgaslagerstätte als Erdgasspeicher ist eine der sichersten Formen, Energie zu speichern. Erdgasspeicher sind zum Ausgleich der saisonalen Verbrauchsschwankungen und zur dauerhaft sicheren Versorgung erforderlich. Während des geringeren Verbrauchs in den Sommermonaten wird Erdgas in die Untertagespeicher eingepresst und im Winter zur Deckung des erhöhten Verbrauchs wieder entnommen. Der Spitzenabsatz an einem sehr kalten Wintertag kann etwa das Fünf- bis Sechsfache der Tagesabgabe an einem heißen Sommertag betragen.

In Österreich dienen ausgeförderte Lagerstätten als Speicher. Das Erdgas wird mit Verdichtern in diese 500 bis 1.600 m unter der Erdoberfläche gelegenen Lagerstätten mit einem Druck von bis zu 130 bar eingepresst. Wenn das Erdgas gebraucht wird, strömt es in den Leitungen durch den Eigendruck an die Oberfläche und kann zum Verbraucher transportiert werden. In Österreich betreiben OMV mit Tallesbrunn, Thann und Schönkirchen-Reyersdorf drei und RAG mit Puchkirchen und Haidach zwei Erdgasspeicher. Die Gesamtkapazität dieser Speicher beträgt rund 4,4 Mrd m<sup>3</sup>. Haidach wird nach Fertigstellung der zweiten Ausbaustufe (2011) der größte Erdgasspeicher Österreichs sein. Er ist mit einer 39 km langen Pipeline an das Erdgasfernleitungsnetz in Burghausen/Überackern angebunden und von dort mit den Erdgasfernleitungsnetzen in Österreich und Deutschland verbunden.

### Erdgastransport

In Österreich gibt es fünf Pipelines (TAG, WAG, HAG, SOL und PENTA) für den Erdgastransit mit einer Gesamtlänge von rund 2.000 km. Zusätzlich betreiben die Landesferngasgesellschaften für die Verteilung von Erdgas im Inland ein mehr als 34.000 km langes Gasleitungsnetz. Die Trans-Austria-Gasleitung (TAG) transportiert Erdgas nach Italien, Slowenien und in die südlichen Bundesländer. Mit der West-Austria-Gasleitung (WAG) wird Erdgas nach Frankreich, Deutschland und in die nördlichen Teile Österreichs verpumpt. Die Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) befördert das Erdgas nach Ungarn.

Mit der Inbetriebnahme der Verdichterstation Eggendorf im Oktober 2008 beträgt die technische Jahreskapazität der Trans-Austria-Gasleitung nunmehr 41,3 Mrd m<sup>3</sup>. Zusätzliche Erhöhungen der Transportkapazitäten sind durch eine weitere Verdichterstation geplant. Auch das West-Austria-Gasleitungssystem wird weiter ausgebaut, um die Transportkapazitäten für Lieferungen Richtung Westen von derzeit 9,6 Mrd m<sup>3</sup> bis 2011 auf 11 Mrd m<sup>3</sup> zu erweitern.

Durch die Nabucco-Gaspipeline will sich Europa aus der russischen Gasabhängigkeit befreien. Der Baubeginn dieser Gaspipeline, die die Gasreserven im kaspischen Raum gemeinsam mit dem Mittleren Osten für Europa erschließen soll, ist für 2011 geplant, die Inbetriebnahme für 2013 vorgesehen. Die Nabucco-Pipeline wird von der Türkei über Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Österreich (Baumgarten) geführt, wird rund 3.300 km lang sein und einen Durchmesser von 56" (142,24 cm) aufweisen. Nach der ersten Fertigstellungsphase soll sie jährlich 10 bis 15 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas transportieren. Geplant ist, bis 2020 die jährliche Kapazität auf 25 bis 31 Mrd m<sup>3</sup> anzuheben. Rund die Hälfte dieser Mengen wird bis Baumgarten transportiert, der verbleibende Teil wird in den von der Pipeline durchquerten Ländern bleiben. Das Investitionsvolumen beträgt nach heutigem Stand rund 7,9 Mrd EUR. Die Betreiber sind OMV (Österreich), MOL (Ungarn), Transgaz (Rumänien), Bulgarian Energy Holding, BOTAS (Türkei) und RWE (Deutschland).

■ **TAG (Trans-Austria-Gasleitung):** Von Baumgarten nach Arnoldstein; TAG I Nennweite: 900/950 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 382,8 km; TAG II Nennweite: 1.050 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 377,5 km; TAG Loop II Nennweite: 1.000 mm, Länge: 376 km. Erdgas für Italien, Slowenien und Kroatien (siehe auch SOL) sowie die südlichen und östlichen österreichischen Bundesländer.

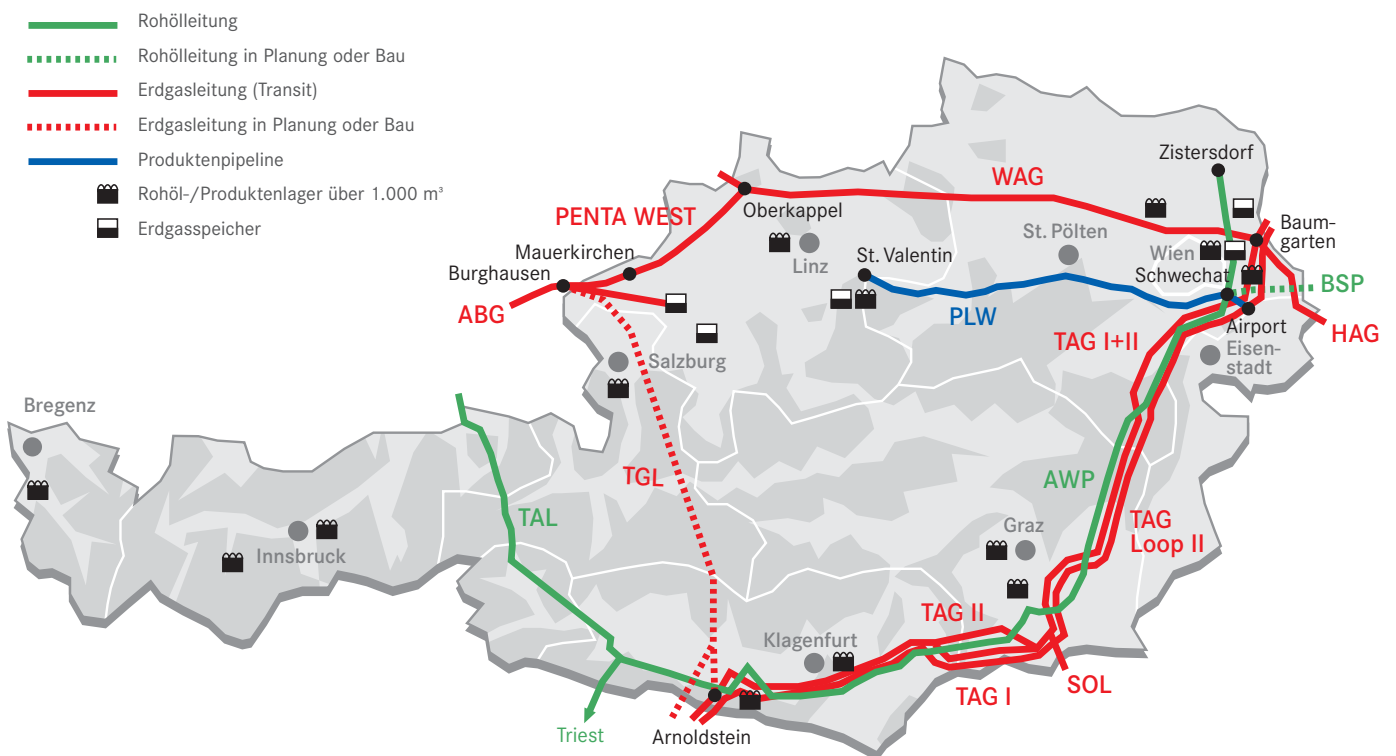
■ **SOL (Süd-Ost-Gasleitung):** Abzweigung von TAG in Weiten-dorf (Steiermark) nach Murfeld (Steiermark), Nennweite: 500 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 26 km.

■ **WAG (West-Austria-Gasleitung):** Von Baumgarten nach Oberkappel (Oberösterreich), Nennweite: 800 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 245 km. Erdgas für Frankreich, Deutschland und die Bundesländer Wien, Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg. WAG Loop von Kirchberg nach Lichtenau, Nennweite: 1.200 mm, Nenndruck: 90 bar, Länge: 41 km.

■ **HAG (Hungaria Austria Gasleitung):** Von Baumgarten nach Deutsch-Jahrndorf (Burgenland); Anschluss an das ungarische Leitungssystem, Nennweite: 700 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 46 km. Erdgas für den ungarischen Markt.

■ **PENTA West:** Von Oberkappel nach Burghausen (Bayern); Nennweite: 700 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 95 km.

### Erdöl- und Erdgas-Fernleitungen in und durch Österreich



Raffinerien verarbeiten Rohöle zu einer Vielzahl hochwertiger Produkte, die von diversen flüssigen und gasförmigen Brennstoffen über Schmieröle bis zu Bitumen reichen. Die zugrundeliegenden Verfahren sind oft äußerst komplex, die Anzahl der verschiedenen Anlagen ist dementsprechend hoch. Das Rohöl als bereits vorbehandeltes und gereinigtes Erdöl wird in der Raffinerie weiter entsalzt, gesäubert und von Schwebstoffen, Wasser und Sand befreit. Aus Rohöl werden bis zu 400 unterschiedliche Produkte erzeugt. Benzin, Kerosin, Diesel und Heizöl sind dabei die bekanntesten Beispiele. Vier wichtige Verfahrensschritte begleiten die Verarbeitung von Rohöl: Destillation, Entschwefelung, Veredelung und Mischung.

## RAFFINERIE SCHWECHAT

Die Geschichte der Raffinerie in Schwechat begann 1936, als die NOVA Öl- und Brennstoffgesellschaft eine Anlage für die Verarbeitung von rumänischem Kunstöl errichtete. Im Jahr 1958 erfolgte die feierliche Grundsteinlegung, aus der ehemaligen NOVA-Anlage wurde die Raffinerie Schwechat. 1960 floss das erste Rohöl durch die neue Anlage und der Betrieb konnte aufgenommen werden. Seit damals hat sich die Raffinerie auf einer Fläche von 1,42 km<sup>2</sup> zu einer der größten und modernsten Binnenraffinerien Europas entwickelt. Die Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerie liegt bei 9,6 Mio t pro Jahr. Zur OMV-Verarbeitung in Schwechat kommen noch die OMV-Raffinerie in Burghausen, Deutschland, ein 45%iger Anteil am Bayernoil-Raffinerieverbund und 51% an der Petrom in Rumänien hinzu. In der Raffinerie Schwechat waren 2008 etwa 820 OMV-Mitarbeiter beschäftigt.

Die Raffinerie-Gesamtverarbeitung belief sich im Berichtsjahr auf 8,73 Mio t Rohöl (2007: 8,57 Mio t), davon rund 10% aus heimischer Förderung und rund 90% aus dem Ausland und auf 0,65 Mio t Halbfabrikate (2007: 0,52 Mio t). Die Kapazitätsauslastung der Raffinerie lag 2008 bei 92% (2007: 91%). Die OMV-Raffinerie deckte rund 47% des österreichischen Bedarfes ab, etwa 34% der Produktion wurden exportiert.

Aus den eingesetzten Mengen hat die Raffinerie im Berichtsjahr Dieselkraftstoffe (38%), Ottokraftstoffe (21%), Heizöl Extraleicht (9%), Heizöle inklusive Heizöl Leicht (9%), petrochemische Grundstoffe (9%), Flugturbinentreibstoff JET A1 (6%), Bitumen (5%) und Sonstiges (3%) hergestellt. Dem Diesel- und Benzin-Kraftstoff wurden biogene Treibstoffkomponenten zugemischt, insgesamt waren dies im Jahr 2008 rund 145.400 t FAME und 94.600 t ETOH und MEOH.

Die Auslieferung von Mineralölprodukten aus Schwechat und der Lobau erfolgte zu rund 30% über die Straße, zu 25% über die Schiene, zu 11% über Schiff und zu 34% über Pipelines

(beinhaltet auch die Menge an das Tanklager St. Valentin). Der benachbarte Flughafen Wien-Schwechat wird dabei über eine eigene Pipeline mit Turbinentreibstoff versorgt. Ebenfalls per Pipeline wird das 172 km entfernte OMV-Tanklager in St. Valentin im westlichen Niederösterreich beliefert (Produktenleitung West-PLW, jährlich 1,3 Mio t Kraftstoffe und Heizöl).

Die Raffinerie Schwechat ist mit dem angeschlossenen Tanklager Wien-Lobau sowie dem Tanklager St. Valentin der größte Industriekomplex Österreichs. Die Lagerkapazität der Raffinerie inklusive der dazugehörigen Tanklager Schwechat, Lobau und St. Valentin beläuft sich auf 3,4 Mio m<sup>3</sup>.

## TANKLAGER LOBAU

Die Kapazität des Tanklagers Lobau, welches eine Fläche von 1,08 km<sup>2</sup> und 87 Tanks aufweist, beträgt 1,6 Mio m<sup>3</sup>. In der Lobau lagern somit auch große Mengen der von der Republik Österreich vorgeschriebenen Mindestreserven an Mineralölprodukten.

Von der Raffinerie werden durch 19 Rohrleitungen über oder unter der Donau zum Tanklager vorwiegend Mineralöl-Halbfertigprodukte verpumpt und in der Lobau in der Blendinganlage zu Benzin, Diesel und Heizöl gemischt. Hunderte Tankkraftwagen werden täglich im Tanklager Lobau im Bottom Loading-Verfahren betankt. Die Füllleistung beträgt bis zu 2.400 l/min, die Füllzeit eines Tankwagens etwa 20 Minuten.

Per Eisenbahn werden in erster Linie die österreichischen Tanklager versorgt und Halbfertigprodukte für die Raffinerie importiert. Pro Jahr frequentieren 32.000 Kesselwaggons mit rund 1,7 Mio t Mineralölprodukten das Tanklager Lobau. Die Flussschiffe zeichnen sich durch ihr je nach Wasserstand und Bauart abhängiges Fassungsvermögen von bis zu 2.500 t aus. Rund 800 Tankschiffe werden jährlich im Ölhafen Lobau mit knapp 1 Mio t Mineralölprodukte befüllt.

Für die tägliche Versorgung der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft mit Treibstoffen sind neben der Lobau und St. Valentin die Produktentanklager von Agip, BP, Danuol, Esso, MOL, Rumpold und Shell von Bedeutung. Sie befinden sich in Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, Innsbruck, Fürnitz, Zirl, Korneuburg und Trofaiach (Lagerkapazität über 1.000 m<sup>3</sup>). Für die vorgeschriebenen Pflichtnotstandsreserven (PNR) an Mineralölprodukten gemäß Erdöl-Bevorratungs- und Meldgesetz (EBMG) zur Krisenbewältigung stehen die Tanklager der Erdöl-Lagergesellschaft in Lannach, der RAG in Kremsmünster und Zistersdorf sowie der OMV zur Verfügung.

## Aufbringung aus Inlandsproduktion und Importen

Produkt	Jahr	Inlandsproduktion		Importe		Gesamt in t
		in t	in %	in t	in %	
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2008	97.796	46,6%	112.172	53,4%	209.968
	2007	70.048	35,3%	128.565	64,7%	198.613
Super Plus ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	0	0%	22.330	100,0%	22.330
	2007	80.952	65,6%	42.506	34,4%	123.458
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	124.354	92,9%	9.435	7,1%	133.789
	2007	46.477	98,9%	534	1,1%	47.011
Eurosuper ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	0	0,0%	88.250	100,0%	88.250
	2007	895.594	60,4%	587.468	39,6%	1.483.062
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	1.451.099	72,7%	545.008	27,3%	1.996.107
	2007	401.561	79,4%	104.444	20,6%	506.005
Normalbenzin ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	0	0%	17.991	100,0%	17.991
	2007	225.610	62,8%	133.440	37,2%	359.050
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	197.015	73,6%	70.786	26,4%	267.801
	2007	87.941	79,4%	22.808	20,6%	110.749
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Benzin	2008	0	0,0%	49.144	100,0%	49.144
	2007	0	0,0%	28.990	100,0%	28.990
Spezialbenzin	2008	3	0,0%	6.687	100,0%	6.690
	2007	1	0,0%	6.510	100,0%	6.511
Testbenzin	2008	0	0,0%	5.242	100,0%	5.242
	2007	0	0,0%	5.666	100,0%	5.666
Leuchtpetroleum	2008	706	97,1%	21	2,9%	727
	2007	1.020	93,3%	73	6,7%	1.093
Flugturbinenkraftstoff	2008	472.034	65,2%	252.052	34,8%	724.086
	2007	603.800	79,1%	159.203	20,9%	763.003
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	92.725	21,1%	346.386	78,9%	439.111
	2007	455.570	49,7%	460.586	50,3%	916.156
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	3.015.173	44,6%	3.752.322	55,4%	6.767.495
	2007	2.520.890	39,8%	3.812.172	60,2%	6.333.062
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2008	7.701	7,2%	99.119	92,8%	106.820
	2007	49.150	44,5%	61.292	55,5%	110.442
Heizöl Extraleicht	2008	990.661	55,7%	787.864	44,3%	1.778.525
	2007	608.337	45,8%	720.310	54,2%	1.328.647
Heizöl Leicht	2008	275.114	100,0%	0	0%	275.114
	2007	344.619	100,0%	0	0%	344.619
Heizöl Schwer	2008	493.424	72,8%	184.355	27,2%	677.779
	2007	426.895	70,1%	182.506	29,9%	609.401
Motorenöle	2008	71.524	80,5%	17.301	19,5%	88.825
	2007	66.991	78,4%	18.476	21,6%	85.467
Kompressorenöle	2008	5.445	63,7%	3.103	36,3%	8.548
	2007	5.734	76,8%	1.731	23,2%	7.465
Hydrauliköle	2008	32.569	86,2%	5.200	13,8%	37.769
	2007	25.925	79,1%	6.863	20,9%	32.788
Weiöle	2008	283	17,6%	1.325	82,4%	1.608
	2007	210	12,6%	1.463	87,4%	1.673
Getriebeöle	2008	19.931	82,2%	4.306	17,8%	24.237
	2007	17.132	79,0%	4.543	21,0%	21.675
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2008	4.116	64,1%	2.303	35,9%	6.419
	2007	2.785	53,9%	2.382	46,1%	5.167
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2008	16	37,2%	27	62,8%	43
	2007	913	99,6%	4	0,4%	917
Andere Schmieröle	2008	0	0%	19.743	100,0%	19.743
	2007	1.134	10,2%	9.989	89,8%	11.123
Fette	2008	364	10,7%	3.041	89,3%	3.405
	2007	1.048	25,2%	3.116	74,8%	4.164
Zubereitete Schmier- mittel aus Kapitel 3403	2008	497	11,9%	3.687	88,1%	4.184
	2007	267	6,7%	3.696	93,3%	3.963
Schmiermittel gesamt	2008	134.745	69,2%	60.036	30,8%	194.781
	2007	122.139	70,0%	52.263	30,0%	174.402
Bitumen	2008	444.181	62,1%	271.504	37,9%	715.685
	2007	410.873	60,5%	267.873	39,5%	678.746
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2008	377.397	90,7%	38.714	9,3%	416.111
	2007	452.336	93,5%	31.274	6,5%	483.610
<b>Gesamtaufbringung</b>	2008	<b>8.174.128</b>	<b>54,9%</b>	<b>6.719.418</b>	<b>45,1%</b>	<b>14.893.546</b>
	2007	<b>7.803.813</b>	<b>53,4%</b>	<b>6.808.483</b>	<b>46,6%</b>	<b>14.612.296</b>

## MINERALÖLE INLAND

2008 betrug der Mineralölverbrauch in Österreich – von Flüssiggas über Benzin, Gasöl, Heizöle bis hin zu Bitumen – laut Verbrauchsstatistik des BMWFJ 11,92 Mio t, um 0,75% weniger als im Jahr davor (2007: 12,01 Mio t; 2006: 12,79 Mio t; 2005: 12,86 Mio t).

Der Treibstoffmarkt betrug 2008 in Österreich 7,98 Mio t (-3,4%) oder etwa 9,7 Mrd l. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen in Höhe von 1,84 Mio t ging neuerlich zurück (2007: 1,97 Mio t) und ergab gegenüber dem Vorjahr ein deutliches Minus von 6,65%. Bei Diesel setzte sich der steigende Trend der letzten Jahre nicht weiter fort. Die Entwicklung zeigte vielmehr einen Rückgang um knapp 174.000 t (-2,7%) von 6,32 Mio t im Vorjahr auf 6,15 Mio t. In dieser Verbrauchsmenge sind der beigemischte Biodiesel (FAME) sowie etwa 1% reiner B100-Biodiesel enthalten. Der Anteil des reinen fossilen Diesels machte rund 2,6% aus. Bei Benzin wurde fast die gesamte Menge über die rund 2.800 öffentlich zugänglichen Tankstellen abgegeben, bei Diesel machte hingegen der Vertrieb über das Tankstellennetz nur rund 56% aus, 44% haben die Mineralölunternehmen direkt an betriebliche Tanklager von Großkunden, wie Transport- und Bauunternehmen, an LKW-Autohöfe oder die öffentliche Hand verkauft.

2008 bestätigte sich die leichte Trendwende von Diesel-PKW hin zu Benzinmodellen. Gründe dafür waren die durch die starke europäische Nachfrage oft höheren Tankstellenpreise bei Diesel (trotz meist geringerer Mineralölsteuer) gegenüber Benzin, das verstärkte Interesse an kleineren, sparsamen, benzinbetriebenen PKWs sowie die fortschreitende Technologieentwicklung bei Ottomotoren. Beim Dieselbedarf zeigte die Finanz- und Wirtschaftskrise gegen Ende des Jahres Auswirkungen in Form eines geringeren Transportaufkommens.

in 1.000 t	2008	2007	Veränderung
Normalbenzin <sup>1</sup>	33,7	369,4	-90,9%
Normalbenzin <sup>2</sup>	276,8	104,7	164,4%
Eurosuper <sup>1</sup>	82,3	1.141,5	-92,8%
Eurosuper <sup>2</sup>	1.394,6	294,5	373,5%
Super Plus <sup>1</sup>	12,5	48,4	-74,1%
Super Plus <sup>2</sup>	35,1	7,5	366,8%
<b>Ottokraftstoffe</b>	<b>1.835,0</b>	<b>1.966,0</b>	<b>-6,7%</b>
Diesekraftstoff <sup>1</sup>	157,6	232,3	-32,2%
Diesekraftstoff <sup>2</sup>	5.932,3	6.063,7	-2,2%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	57,6	25,2	128,3%
<b>Diesekraftstoffe</b>	<b>6.147,5</b>	<b>6.321,2</b>	<b>-2,7%</b>

<sup>1</sup> ohne Anteil an biogenem Kraftstoff

<sup>2</sup> mit beigemischem biogenem Kraftstoff

Der Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff war knapp über dem Niveau des Vorjahres und betrug 725.280 t (2007: 724.153 t). Nach dem schwachen Vorjahr war 2008 für den Absatz von Heizöl Extraleicht ein Jahr des Aufschwungs. Durch den milden Winter 2006/07 und die geringen Zukäufe der Konsumenten ergab sich insbesondere im Herbst 2008 durch die Entspannung bei den Heizölpreisen und die Notwendigkeit bei vielen Konsumenten, ihre Lagertanks vor dem Winter aufzufüllen, eine starke Nachfrage nach Heizöl Extraleicht. Im Jahresergebnis ergab dies ein Plus von 24% gegenüber 2007. In Zahlen bedeutete dies einen Heizöl Extraleicht-Verbrauch von 1,64 Mio t oder knapp 2 Mrd l. Bei Heizöl Leicht ergab sich mit 323.000 t nur eine leichte Steigerung von 2,2% gegenüber 2007.

Die größten Anteile am österreichischen Mineralölverbrauch hatten Otto- und Diesekraftstoffe mit insgesamt 67% (Diesel: 51,6%, Benzin: 15,4%) und Heizöl Extraleicht mit 13,8%. Die Heizöle Leicht und Schwer hielten insgesamt bei einem Anteil von 7,2%, danach folgte der Flugturbinenkraftstoff mit 6% Anteil am gesamten österreichischen Mineralölverbrauch.

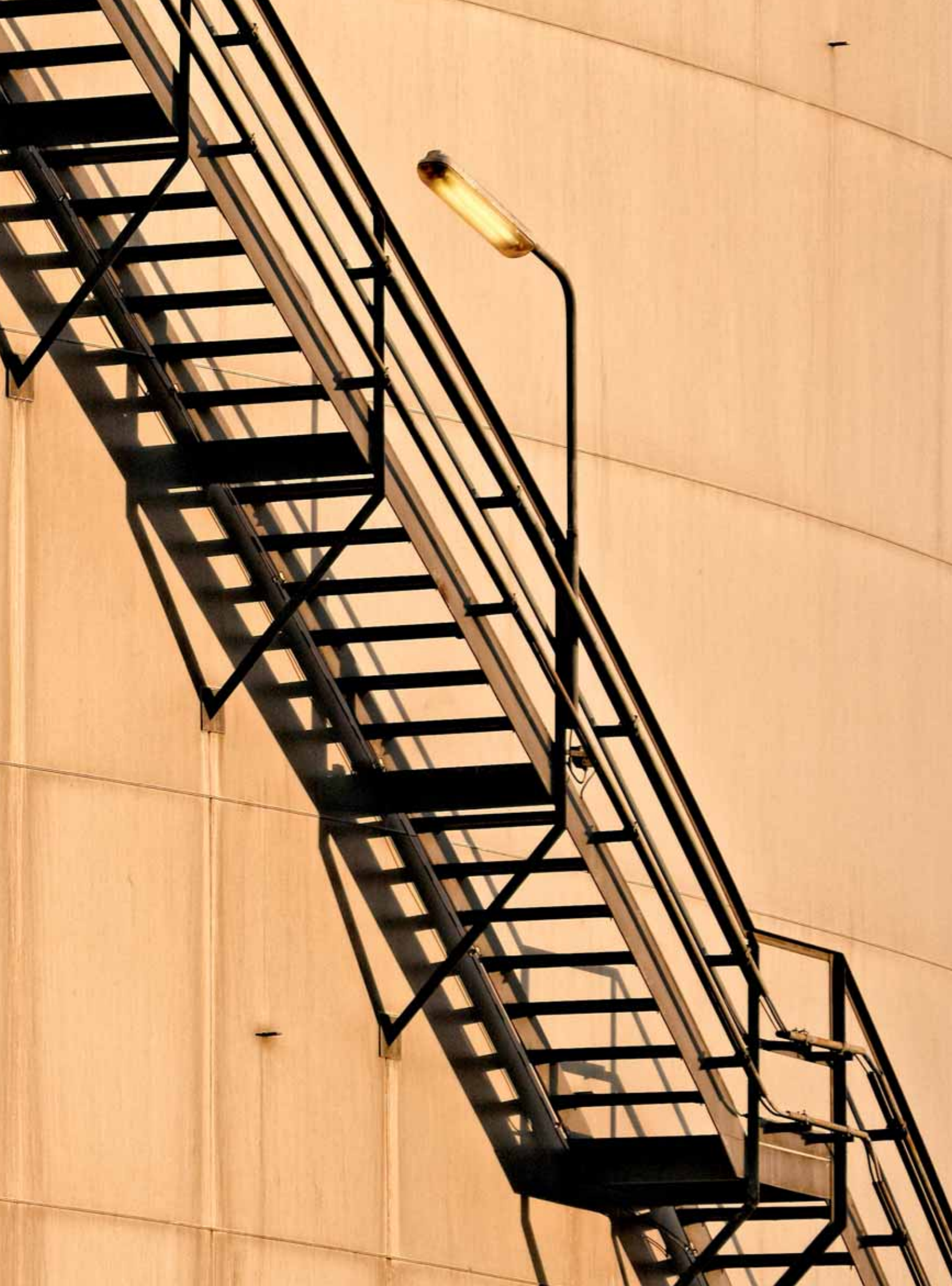
in 1.000 t	2008	2007	Veränderung
Heizöl Extraleicht	1.642,2	1.327,6	23,7%
Heizöl Leicht	323,2	316,1	2,2%
Heizöl Schwer	471,1	545,7	-13,7%

Ein Vergleich beim Treibstoffverbrauch zeigt, dass im Jahr 1990 rund 4,64 Mio t Otto- und Diesekraftstoff in den Verkehr gelangten, wobei der Benzinanteil 55% betrug. 1991 wurde bereits die 5 Mio t-Grenze und im Jahr 2000 mit 6,24 Mio t erstmals die 6 Mio t-Grenze überschritten. Das Verhältnis Benzin zu Diesel lautete 2000 nun 31,7% Benzin zu 68,3% Diesel. Bereits 2002 übertraf der gesamte Kraftstoffverbrauch mit 7,32 Mio t die 7 Mio t-Grenze. Zwei Jahre später betrug der Treibstoffverbrauch bereits 8,07 Mio t (26% Benzin, 74% Diesel) und im Jahr 2005 wurde der bisherige Höchstwert von 8,34 Mio t erreicht. 2008 belief sich der Kraftstoffverbrauch auf 7,98 Mio t (einschließlich B100), davon waren 23% Otto- und 77% Diesekraftstoff.

Zum 31. Dezember 2008 waren in Österreich 5.873.281 Kraftfahrzeuge zum Verkehr zugelassen (2007: 5.796.973), davon waren 4.284.919 PKW und Kombi (2007: 4.245.583). Der Anteil der Diesel-PKW lag bei 54,2%. 45,7% waren Benzin-PKW, 0,1% wiesen einen sonstigen Antrieb auf und 0,003% waren Elektro-PKW. Bei den PKW-Neuzulassungen betrug der Dieselanteil 54,6% und war somit weiter rückläufig (Höhe-

Der Treibstoffmarkt verringerte sich 2008 in Österreich um 3,7 % und betrug 7,98 Mio t. Die Nachfrage nach Ottokraftstoffen ging neuerlich zurück, bei Diesel setzte sich der steigende Trend der letzten Jahre auch nicht mehr fort. Der gesamte Mineralölverbrauch, von Flüssiggas über Benzin, Gasöl, Heizöle bis hin zu Bitumen, betrug rund 11,9 Mio t.





## Mineralölproduktenverbrauch in Österreich

	Jahr	Export in t	Inlandsverbrauch	
			in t	Veränderung
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2008	37.027	151.521	-4,0%
	2007	21.027	157.895	-11,8%
Super Plus ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	9.562	12.519	-74,1%
	2007	96.560	48.350	-13,8%
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	95.107	35.137	366,8%
	2007	24.161	7.528	100,0%
Eurosuper ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	15.059	82.255	-92,8%
	2007	382.369	1.141.524	-19,8%
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	573.783	1.394.583	373,5%
	2007	146.488	294.538	100,0%
Normalbenzin ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	0	33.665	-90,9%
	2007	5.763	369.431	-27,9%
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	3.449	276.835	164,4%
	2007	2.044	104.714	100,0%
Ottokraftstoffe gesamt	2008	696.960	1.834.994	-6,7%
	2007	657.385	1.966.085	-1,3%
Spezialbenzin	2008	254	6.331	-0,1%
	2007	215	6.323	-10,6%
Testbenzin	2008	242	5.042	-8,9%
	2007	80	5.536	5,6%
Flugturbinenkraftstoff	2008	1.799	725.280	0,2%
	2007	1.184	724.153	6,0%
Leuchtpetroleum	2008	19	680	-31,9%
	2007	9	998	-37,5%
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2008	251.380	157.621	-32,2%
	2007	664.704	232.339	-34,2%
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2008	788.179	5.932.279	-2,2%
	2007	280.144	6.063.719	4,5%
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2008	35.168	57.572	128,3%
	2007	76.280	25.214	25,2%
Heizöl Extraleicht	2008	34.137	1.642.158	23,7%
	2007	9.840	1.327.628	-30,3%
Heizöl Leicht	2008	1.293	323.207	2,2%
	2007	1.429	316.139	-23,1%
Heizöl Schwer	2008	146.713	471.111	-13,7%
	2007	35.729	545.677	-15,6%
Motorenöle	2008	60.289	28.878	0,1%
	2007	57.160	28.865	-7,3%
Kompressorenöle	2008	5.983	2.541	29,1%
	2007	5.581	1.968	44,7%
Hydrauliköle	2008	21.657	16.198	-0,2%
	2007	16.526	16.226	18,2%
Weißöle	2008	706	926	-1,8%
	2007	713	943	-44,2%
Getriebeöle	2008	17.205	6.917	-16,2%
	2007	13.741	8.253	3,0%
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2008	2.388	4.010	11,7%
	2007	1.544	3.589	-6,2%
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2008	21	15	-97,4%
	2007	433	575	-86,3%
Andere Schmieröle und andere Öle	2008	4.196	9.316	-3,8%
	2007	2.747	9.679	-9,3%
Fette	2008	1.631	1.764	-35,9%
	2007	1.417	2.754	87,1%
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	2008	2.457	2.243	9,6%
	2007	1.981	2.047	-18,3%
Schmiermittel gesamt	2008	116.533	72.808	-2,8%
	2007	101.843	74.899	-4,7%
Bitumen	2008	215.315	505.394	-3,9%
	2007	151.112	526.094	-22,9%
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2008	116.420	32.488	-9,8%
	2007	124.344	36.029	90,6%
<b>Gesamtverbrauch</b>	<b>2008</b>	<b>2.441.438</b>	<b>11.918.794</b>	<b>-0,7%</b>
	<b>2007</b>	<b>2.125.325</b>	<b>12.008.728</b>	<b>-6,1%</b>

punkt 2003 mit 71,5%). Insgesamt haben sich alle Neuzulassungen 2008 um 0,7% auf 404.185 Fahrzeuge (PKW, LKW, Autobusse, Motorräder, landwirtschaftliche Zugmaschinen, Anhänger) reduziert (2007: 406.912; 2006: 408.722).

An Flüssiggas wurden 2008 in Österreich 151.500 t verbraucht, um 4% weniger als im Vorjahr. Flüssiggas, auch bekannt unter den Namen Propan und Butan, ist wie Erdöl und Erdgas ein fossiler Energieträger. Es besteht aus Kohlenwasserstoff, etwa die Hälfte der gesamten Förderung kommt direkt von den Erdgasfeldern, die andere Hälfte entsteht bei der Erzeugung von Treibstoffen in den Raffinerien.

Unter relativ geringem Überdruck werden die Gase verflüssigt und in der Flasche oder im Tank angeboten. Große Energiemengen werden so auf kleinstem Raum transport- und lagerfähig gemacht. Verdampft Flüssiggas, dehnt es sich auf das etwa 250-fache Volumen aus. Damit ist eine hohe Energieeffizienz gesichert, denn zum Transport muss relativ wenig Energie aufgewendet werden. Flüssiggas ist nicht leitungsgebunden und steht als Energieträger auch in Gegenden für Heiz- und Kochzwecke zur Verfügung, in denen Erdgas nicht eingesetzt werden kann. Für kleinere Mengen wird mit Gasflaschen das Auslangen gefunden, für größeren Energiebedarf können Erdtanks eingesetzt werden, die per LKW befüllt werden. Bei der Entnahme aus dem Druckbehälter geht Flüssiggas vom flüssigen in den gasförmigen Zustand über und gelangt über Regel- und Sicherheitseinrichtungen zum Verbrauchsggerät. Flüssiggas, welches sauber verbrennt und ungiftig ist, wird nicht nur stationär, sondern auch im Verkehrsbereich eingesetzt. Schon seit mehreren Jahren setzen die Wiener Linien bei ihrer Busflotte (über 500 Fahrzeuge) Flüssiggas ein. In Europa sind derzeit rund fünf Millionen Flüssiggasautos unterwegs, in Österreich ist der PKW-Markt dabei sich zu entwickeln.

## MINERALÖLE WELTWEIT

Der weltweite Ölverbrauch betrug im Berichtsjahr 2008 laut BP Statistical Review 3,93 Mrd t, was gegenüber dem Vorjahr einen geringen Minderverbrauch von 0,3% bedeutete. Mit 885 Mio t waren die USA auch 2008 mit Abstand die größten Ölverbraucher der Welt (-6,4% gegenüber 2007). An zweiter Stelle folgte China mit 376 Mio t (+3,6%), auf den nächsten Rängen befanden sich Japan mit 222 Mio t (-3,2%), Indien mit 135 Mio t (+4,8%), Russland mit 130 Mio t (+3,1%) und Deutschland mit 118 Mio t (+5,2%). Danach folgten Brasilien (105 Mio t), Saudi-Arabien (104 Mio t), Südkorea (103 Mio t) und Kanada (102 Mio t). Alle anderen ausgewiesenen Länder hatten einen Mineralölverbrauch von unter 100 Mio t, so Frankreich von 92 Mio t oder Großbritannien von 79 Mio t.

Die weltweiten jährlichen Raffineriekapazitäten erhöhten sich um 0,9% auf etwa 4,4 Mrd t. Weltweit waren 655 Raffinerien in Betrieb, davon 116 in der EU bzw. 130 in Europa (ohne Russland und Türkei).

## TANKSTELLEN

Am österreichischen Tankstellenmarkt ist die Anzahl der Tankstellen mit 2.802 gegenüber dem Vorjahr mehr oder weniger unverändert geblieben (2007: 2810). Der Trend der letzten Jahre, dass sich die „Majors“ von gewinnschwachen Tankstellen trennen, hat sich jedoch fortgesetzt, auch wenn dies in der Tankstellenstatistik des FVMI vom 31. Dezember 2008 (siehe dazu [www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at)) vorerst nur zum Teil seinen Niederschlag fand. Hier findet man zum Beispiel bei OMV (gemeinsam mit Avanti und Stroh) ein Minus von 14 Stationen, obwohl OMV zu Jahresende insgesamt 60 Tankstellen angeboten hat und

### Mineralölproduktenverbrauch nach Bundesländern 2008

in 1.000 t	W	NÖ	B	St	K	OÖ	S	T	V	Gesamt
Ottokraftstoffe	213	330	65	200	114	384	181	271	77	1.835
in %	11,6%	18,0%	3,5%	10,9%	6,2%	20,9%	9,9%	14,8%	4,2%	100,0%
Diesekraftstoff	768	1.107	258	639	366	1.268	659	867	215	6.147
in %	12,5%	18,0%	4,2%	10,4%	6,0%	20,6%	10,7%	14,1%	3,5%	100,0%
Heizöl Extraleicht	128	233	103	230	184	258	171	236	99	1.642
in %	7,8%	14,2%	6,3%	14,0%	11,2%	15,7%	10,4%	14,4%	6,0%	100,0%
Heizöl Leicht	46	58	15	41	27	41	34	46	15	323
in %	14,2%	18,2%	4,6%	12,6%	8,5%	12,7%	10,5%	14,1%	4,6%	100,0%
Heizöl Schwer	25	10	10	73	49	250	54	0	0	471
in %	5,3%	2,1%	2,1%	15,5%	10,4%	53,1%	11,5%	0,0%	0,0%	100,0%
Bitumen	38	134	20	78	43	88	43	38	23	505
in %	7,5%	26,5%	4,0%	15,5%	8,5%	17,5%	8,5%	7,5%	4,5%	100,0%

QUELLE: FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE

weitere 70 noch verkaufen werden. Nach Abschluss der Verkaufsaktion wird die OMV ein Netz von etwas über 400 Tankstellen haben. Bei BP verringerte sich der Bestand um 25 Stationen auf 463, eine große Anzahl von BP-branded Tankstellen gehört jedoch der oberösterreichischen Doppler-Gruppe (125 Stationen) bzw. der Hochhauser-Gruppe (17 Stationen). BP hat betont, mit einem Netz von rund 180 konzerneigenen Tankstellen das Auslangen zu finden. Auch Shell bereinigte sukzessive sein Netz und gab im Vorjahr elf Tankstellen ab. Im Dezember 2008 hat Agip 26 heimische Stationen an die ungarische MOL verkauft. Im Frühjahr 2009 hatte Agip in Österreich nur mehr 154 Stationen, die alle in Zukunft auf den Markennamen „Eni“ umbenannt werden sollen. Die Gruppe der Majors hat im Vorjahr durch MOL Zuwachs bekommen, die sich ein Netz von 100 Stationen zum Ziel gesetzt hat. Von der Doppler-Gruppe hat MOL 12 Stationen übernommen und von Eni die genannten 26 Stationen. Zu MOL gehören auch 34 Roth-Stationen, die einmal auf MOL umbenannt werden sollen, sodass das MOL-Netz im Frühjahr 2009 bei über 70 Stationen lag.

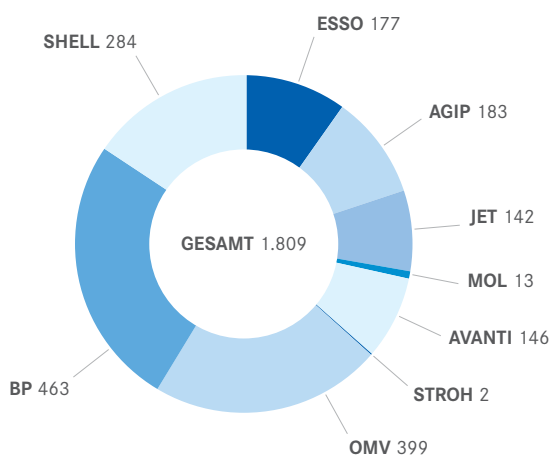
Die Doppler-Gruppe hat 2008 12 Stationen an MOL abgegeben und dafür 12 Rühl-Stationen (gehörten zu BP) übernommen, womit sie über einen Bestand von 210 Stationen verfügt. 125 davon laufen unter BP, sieben Stationen unter Shell und der Rest (78) unter der Diskontmarke „Turmöl“. Die zweitgrößte Gruppe ist die zum Raiffeisen-Konzern gehörende Genol, die ihren Bestand um vier auf 162 Stationen erhöhte. Auf Rang drei ist nach wie vor der AVIA-Verbund mit 101 Tankstellen. An vierter Stelle unter den weiteren Tankstellen rangierte 2008 die Stiglechner-Gruppe, die auf etwa 90 Stationen kam, davon 65 Tankstellen unter der Marke „IQ“ und 25 unter dem Shell-Logo. Die Wiener Firma AWI hatte zu Jahresende 33 Stationen.

Der FVMI führte für 2008 zusätzlich wieder eine Sonderauswertung des Tankstellenmarktes durch. Signifikant dabei ist der forcierte Vormarsch bei Erdgastankstellen. Waren es 2007 erst 86, so zählte man im Vorjahr bereits 130 Tankstellen. Das Plus ist auf OMV und Agip zurückzuführen, die einen Zuwachs von je 15 Tankstellen verzeichneten. Bei Superethanol (E 85) hingegen vergrößerte sich die Anzahl der Tankstellen nur von sechs auf 12. Der Trend zu Selbstbedienungstankstellen hielt an, die Anzahl stieg von 1.776 auf 1.949. Auch das Nicht-Treibstoff-Geschäft wuchs weiter, laut FVMI gab es zum Jahresende 838 Tankstellen mit Bistro. Oft kommen die Kunden nicht mehr zum Tanken, sondern zum Einkaufen oder Essen.

Die offizielle Tankstellenstatistik des FVMI zum 31. Dezember 2008 weist bei den Fachverbandsmitgliedern Agip, BP, Conoco-Phillips, Esso, MOL, OMV (mit Avanti und Stroh) und Shell 1.809 Tankstellen aus, was ein Minus von 35 Tankstellen gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Die sonstigen Tankstellen, wie Genol, Avia, IQ, Roth, AWI oder OIL!, erhöhten sich hingegen von 537 auf 544, die Vielzahl der sonstigen Tankstellen wurde mit plus 20 auf 449 Einheiten berechnet. Insgesamt gab es zum Jahresende 2008 somit 2.802 öffentlich zugängliche Tankstellen. Der Treibstoffdurchsatz pro Tankstelle lag im Jahresdurchschnitt 2008 bei etwa 2,3 Mio l Otto- und Dieselmotorkraftstoff. Zusätzlich zu den 2.802 Tankstellen kamen 2008 noch 302 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft (Lagerhäuser) dazu.

Die OMV betrieb im Ausland Ende 2008 in zwölf Ländern insgesamt 1.987 Tankstellen. Sie verteilten sich auf Rumänien (550), Deutschland (405), Tschechien (215), Ungarn (174), Moldawien (115), Slowenien (102), Italien (97), Bulgarien (95), Slowakei (93), Serbien (59), Kroatien (56) und Bosnien-Herzegowina (26).

**Tankstellen aus dem Bereich der Mitgliedsunternehmen des Fachverbandes 2008**



## ROHÖLMARKT

Die Rohölpreise eilten bis Anfang Juli 2008 von Rekord zu Rekord. Ausgehend von etwa 96 USD/bbl zu Jahresbeginn überschritt der für Europa maßgebliche Brent-Rohölpreis zu Märzbeginn erstmals die 100 USD-Marke und erzielte am 3. Juli mit über 146 USD/bbl den Jahreshöchstwert. Bedingt durch die Finanzmarktkrise setzte Ende Juli/Anfang August ein markanter Preisrückgang ein, der Ende Dezember bei einer Tagesnotierung von Brent-Rohöl von 36,55 USD/bbl mündete. Dieses Preisniveau entsprach den Werten von zuletzt Juli 2004. Im Jahresdurchschnitt lag Brent-Öl bei 97 USD/bbl, um knapp 34% über dem Vorjahreswert von 72,5 USD/bbl.

Der Jahresdurchschnitt des OPEC-Rohölbasket lag 2008 bei 94,1 USD/bbl, um 36% über dem Vorjahres-Durchschnittswert von 69,04 USD/bbl und um 54% über dem Jahreswert 2006 von 61 USD/bbl. Auch beim OPEC-Preis gab es 2008 einen kontinuierlichen Anstieg der Monatsdurchschnittswerte von 88,5 USD/bbl im Jänner auf 131,2 USD/bbl im Juli und ab August einen drastischen Preisrückgang auf den jüngsten Tiefstwert von 38,6 USD/bbl im Dezember. Mit Jahresbeginn 2009 begannen sich die Rohölpreise – waren es Brent, West Texas Intermediate oder der OPEC-Basket – wieder leicht zu erholen, lagen im Monatsdurchschnitt im April 2009 bei etwa 50 USD/bbl und erreichten bis Ende Juni etwas über 70 USD/bbl. Im Juli 2009 lagen die Tagesnotierungen grob zwischen 60 und 70 USD/bbl.

### Mineralölpreise im Monatsvergleich (fob Rotterdam)

	EurosUPER		Diesel	
	in USD/t	in EUR/t	in USD/t	in EUR/t
Jän 2008	803	545	823	559
Jän 2007	495	381	515	396
Feb 2008	838	568	876	594
Feb 2007	545	417	549	420
Mär 2008	883	569	1.010	651
Mär 2007	629	475	578	436
Apr 2008	972	617	1.088	691
Apr 2007	717	530	619	458
Mai 2008	1.063	683	1.240	797
Mai 2007	763	565	623	461
Juni 2008	1.136	730	1.264	813
Juni 2007	747	557	654	487
Juli 2008	1.105	701	1.254	795
Juli 2007	733	534	677	494
Aug 2008	984	657	1.047	699
Aug 2007	684	502	656	482
Sep 2008	906	631	965	671
Sep 2007	720	518	719	517
Okt 2008	647	486	773	580
Okt 2007	739	519	757	532
Nov 2008	431	339	617	484
Nov 2007	827	563	904	616
Dez 2008	344	256	483	359
Dez 2007	798	548	835	573

## MINERALÖLMARKT

International gesehen folgten die Preistrends am Rotterdamer Produktenmarkt im Wesentlichen der Preisentwicklung von Rohöl, zeigten aber je nach Produkt unterschiedliche Entwicklungen. Die Preise für die Hauptprodukte lagen im Jahresmittel und auf Euro-Basis zwischen 10 und 40% über dem Vorjahresniveau. Der USD-Wechselkurs betrug im Jahresdurchschnitt 1,47 USD/EUR (2007: 1,371 USD/EUR, 2006: 1,256 USD/EUR).

In Österreich lagen die Tankstellenpreise (inklusive Steuern) zu Jahresbeginn 2008 bei Eurosuper bei etwa 1,17 bis 1,20 EUR/l und bei Diesel bei rund 1,15 bis 1,18 EUR/l. Entsprechend der stürmischen internationalen Marktentwicklung kam es dann in den folgenden Monaten auch in Österreich zu spürbaren Preisanhebungen und Ende Juni/Anfang Juli 2008 erreichten die Pumpenpreise ein bis dahin nicht gekanntes Preisniveau. Die vom FVMI erhobenen Österreich-Durchschnittswerte ergaben für diesen Zeitraum einen Wert von 1,347 EUR/l für Eurosuper und von 1,433 EUR/l für Dieselmotorkraftstoff. Am 15. Dezember lagen die Durchschnittswerte bei Normalbenzin bei 0,909 EUR/l und bei Dieselmotorkraftstoff bei 0,95 EUR/l.

### Quartalsvergleich OPEC-Öl und Brent-Öl, Brent-Öl versus USD-Kurs

	OPEC-Öl	Brent-Öl	Brent-Öl	1 EUR
	in USD/bbl	in USD/bbl	in EUR/t	in USD
Q1/2008	92,67	96,90	489,10	1,4998
Q1/2007	54,65	57,75	333,61	1,3105
Q2/2008	117,63	121,38	588,24	1,5620
Q2/2007	64,97	68,76	386,08	1,3482
Q3/2008	113,49	114,78	577,78	1,5038
Q3/2007	71,59	74,87	412,35	1,3745
Q4/2008	52,51	54,91	315,67	1,3168
Q4/2007	85,18	88,69	463,24	1,4494

Insbesondere bei der Entwicklung des Dieselpreises machten sich über die Monate hinweg die hohe europäische Nachfrage und die stark gestiegenen Produktnotierungen bemerkbar. Trotz eines Mineralölsteuervorteils von 9,5 Cent/l bei Diesel haben die Pumpenpreise in Österreich ab März 2008 jene für Eurosuper überholt und lagen in Spitzenzeiten im Durchschnitt um bis zu 10 Cent/l darüber. Erst im Februar 2009 kehrte sich die Situation wegen der gesunkenen Dieselnachfrage aus den gewerblichen Bereichen und der bevorstehenden Driving Season in den USA wieder um.

Im Zusammenhang mit den starken Preisveränderungen und der damit verbundenen massiven medialen Berichterstattung tauchten oft falsche oder halb wahre Behauptungen und Vorwürfe gegen die Mineralölunternehmen auf. Der FVMI hat daher in zahlreichen Presseaussendungen der Öffentlichkeit Informationen und die Position der Mineralölwirtschaft bekannt gegeben und stand für Anfragen von Journalisten zur Verfügung. So hat der FVMI regelmäßig darauf verwiesen, dass nicht nur in den Nachbarländern Italien und Deutschland die Autofahrer teurer als in Österreich tanken. Wöchentliche EU-weite Preisvergleiche bescheinigten dem österreichischen Markt Zapfsäulenpreise, die bei Ottokraftstoff in der Regel um 10 bis 14 Cent und bei Diesel um 4 bis 6 Cent unter dem EU-Durchschnitt lagen. In mehr als der Hälfte aller EU-Länder mussten die Autofahrer an den Zapfsäulen mehr für Treibstoffe bezahlen.

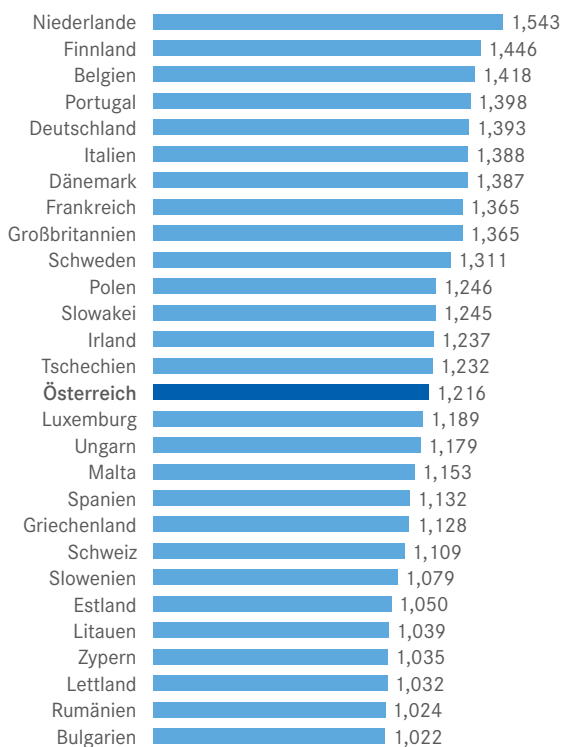
Ebenso war im Herbst 2008 eine zentrale Frage, warum die heimischen Tankstellenpreise nicht im selben Ausmaß wie die Rohölpreise sinken. Der FVMI hat in seinen Aussendungen darauf verwiesen, dass Rohöl ein Rohstoff ist, der unabhängig vom Treibstoffpreis auf internationalen Märkten gehandelt wird und aus dem zahlreiche verschiedene Produkte hergestellt werden, unter anderem auch Treibstoffe. Benzin und Diesel sind aufwendig weiterverarbeitete und veredelte Produkte. Auch daher können die Produktpreise sich nie um dieselben Prozentsätze verändern wie die Rohstoffpreise. Steigende oder sinkende Rohölpreise schlagen sich jedoch – zumeist mit einer zeitlichen Verzögerung – in einem gewissen Umfang in den internationalen Produktpreisen nieder. Rohöle und Mineralölprodukte werden weltweit meist in Dollar gehandelt. Die sich ändernden Wechselkurse und die Schwankungen des Dollars gegenüber dem Euro wirken sich ebenfalls auf das Preisniveau der Treibstoffe in Österreich aus. Darüber hinaus sind die Zapfsäulenpreise nationalen Verbrauchs- und Umsatzsteuern unterworfen. Die Mineralölsteuer ist eine Verbrauchssteuer, bei der ein vom Produktpreis unabhängiger fixer Steuersatz pro Liter zur Anwendung kommt.

Die öffentliche Belastung bei den Treibstoffen durch Umsatz- und Mineralölsteuer betrug im Herbst bei Benzin rund 58% und bei Dieselpowerstoff etwa 48%, im gewichteten Durchschnitt zahlten die Konsumenten mehr als die Hälfte vom Zapfsäulenpreis an Abgaben an den Staat.

### Eurosuper Jahresvergleich 2008

EU-27 und Schweiz

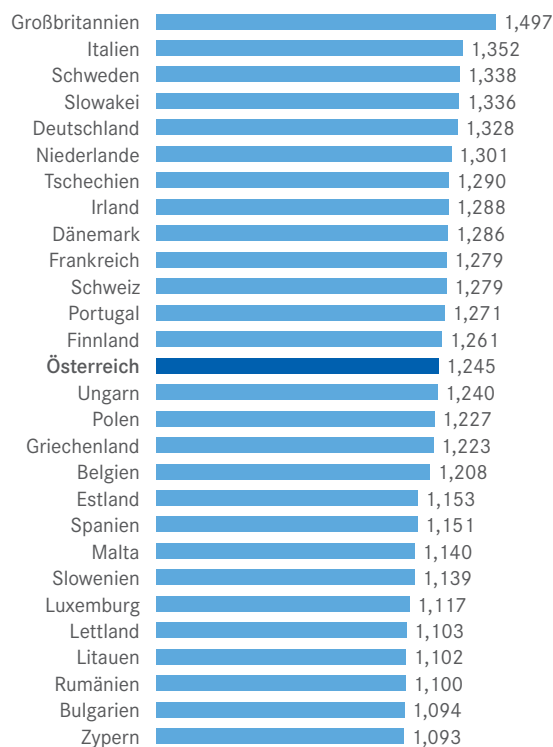
Durchschnittspreis (gewichtet) 1,328 EUR/l



### Diesel Jahresvergleich 2008

EU-27 und Schweiz

Durchschnittspreis (gewichtet) 1,284 EUR/l



Die nachfolgende Tabelle zeigt bei den drei Benzinsorten Normal, Eurosuper und Super Plus, bei Dieselkraftstoff und bei Heizöl Extraleicht die wöchentlichen Preisveränderungen auf. Bei den Angaben handelt es sich um Durchschnittspreise, die bei österreichischen Tankstellen unter Berücksichtigung des Selbstbedienungsanteils verrechnet wurden, bzw. um HEL-Lieferungen mit einer Abgabemenge von 2.000 bis 5.000 l. In den Treibstoff- und HEL-Preisen sind Umsatzsteuer, Mineralölsteuer und die Kosten für die Pflichtbevorratung enthalten.

Aus der Tabelle ist jedoch nicht zu erkennen, dass die Treibstoffpreise in Österreich oft einen großen regionalen Unterschied aufweisen. Österreichweit unterschiedliche und im regionalen Wettbewerb sich schnell verändernde Preise spiegeln den Kampf um Marktanteile wider. Der Treibstoffmarkt ist durch einen harten Verdrängungswettbewerb gekennzeichnet.

### Entwicklung der Treibstoff- und Heizöl-Extraleicht-(HEL-)Preise 2008

am	Normal in EUR/l	Eurosuper in EUR/l	Super Plus in EUR/l	Diesel in EUR/l	HEL/KV <sup>1</sup> in EUR/l
01.01.	1,196	1,209	1,318	1,179	0,770
07.01.	1,194	1,201	1,314	1,180	0,794
14.01.	1,196	1,204	1,326	1,182	0,762
21.01.	1,178	1,183	1,313	1,156	0,748
28.01.	1,173	1,178	1,310	1,151	0,741
04.02.	1,174	1,180	1,302	1,160	0,747
11.02.	1,163	1,169	1,298	1,143	0,752
18.02.	1,221	1,226	1,325	1,192	0,789
25.02.	1,232	1,237	1,345	1,202	0,810
03.03.	1,219	1,222	1,341	1,189	0,809
10.03.	1,232	1,236	1,351	1,205	0,825
17.03.	1,240	1,245	1,353	1,250	0,836
31.03.	1,220	1,223	1,335	1,233	0,816
07.04.	1,214	1,217	1,307	1,224	0,813
14.04.	1,234	1,237	1,339	1,248	0,859
21.04.	1,238	1,241	1,353	1,248	0,861
28.04.	1,251	1,255	1,363	1,270	0,884
05.05.	1,272	1,275	1,372	1,288	0,888
13.05.	1,287	1,290	1,381	1,308	0,953
19.05.	1,319	1,321	1,396	1,367	0,975
26.05.	1,303	1,311	1,400	1,382	1,019
02.06.	1,311	1,319	1,403	1,397	1,004
09.06.	1,332	1,341	1,410	1,386	1,009
16.06.	1,338	1,345	1,428	1,404	1,051
23.06.	1,317	1,321	1,435	1,384	1,046
30.06.	1,339	1,347	1,455	1,431	1,049
07.07.	1,322	1,329	1,447	1,433	1,082
14.07.	1,305	1,313	1,450	1,423	1,063
21.07.	1,312	1,317	1,448	1,397	1,031
28.07.	1,274	1,279	1,431	1,380	0,993
04.08.	1,283	1,284	1,427	1,354	0,970
11.08.	1,283	1,285	1,411	1,323	0,925
18.08.	1,269	1,271	1,401	1,298	0,921
25.08.	1,281	1,278	1,403	1,308	0,946
01.09.	1,302	1,304	1,417	1,328	0,946
08.09.	1,266	1,268	1,395	1,285	0,912
15.09.	1,258	1,260	1,389	1,269	0,907
22.09.	1,218	1,220	1,342	1,243	0,879
29.09.	1,216	1,219	1,339	1,241	0,943
06.10.	1,181	1,182	1,316	1,208	0,924
13.10.	1,169	1,171	1,304	1,197	0,860
20.10.	1,120	1,121	1,269	1,147	0,833
27.10.	1,104	1,105	1,243	1,136	0,892
03.11.	1,082	1,083	1,228	1,129	0,846
10.11.	1,083	1,083	1,209	1,138	0,826
17.11.	1,047	1,047	1,183	1,116	0,768
24.11.	0,997	0,999	1,149	1,072	0,685
01.12.	0,975	0,976	1,124	1,046	0,663
09.12.	0,941	0,942	1,078	1,000	0,608
15.12.	0,908	0,909	1,061	0,950	0,597

<sup>1</sup> KV = Kleinverbraucherpreis bei Abnahme von 2.000 bis 5.000 l

QUELLE: FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE

### Heizölpreise 2008

ab	Leicht in EUR/t	Schwer in EUR/t	ab	Leicht in EUR/t	Schwer in EUR/t
01.01.	658,90	452,70	04.08.	808,90	-
07.01.	-	457,70	07.08.	778,90	-
15.01.	638,90	452,70	12.08.	748,90	-
18.01.	623,90	443,70	14.08.	-	553,70
21.01.	-	438,70	19.08.	-	547,70
22.01.	-	432,70	22.08.	-	542,70
31.01.	633,90	-	28.08.	768,90	549,70
05.02.	-	423,70	29.08.	-	556,70
08.02.	-	417,70	04.09.	738,90	-
13.02.	658,90	-	05.09.	-	546,70
14.02.	-	424,70	08.09.	-	536,70
18.02.	-	434,70	09.09.	-	525,70
20.02.	678,90	440,70	10.09.	-	517,70
22.02.	698,90	-	11.09.	-	509,70
29.02.	678,90	435,70	12.09.	718,90	501,70
04.03.	698,90	-	15.09.	-	496,70
12.03.	718,90	-	16.09.	-	490,70
21.03.	688,90	-	17.09.	698,90	483,70
09.04.	718,90	444,70	18.09.	-	473,70
10.04.	-	450,70	19.09.	-	465,70
11.04.	-	456,70	22.09.	-	459,70
15.04.	-	462,70	24.09.	728,90	466,70
17.04.	748,90	-	25.09.	-	477,70
21.04.	-	469,70	26.09.	-	487,70
29.04.	778,90	462,70	29.09.	-	492,70
05.05.	-	468,70	07.10.	708,90	500,70
09.05.	808,90	-	09.10.	678,90	494,70
14.05.	-	481,70	10.10.	-	483,70
20.05.	848,90	486,70	13.10.	-	477,70
26.05.	-	498,70	14.10.	628,90	471,70
27.05.	888,90	-	17.10.	608,90	461,70
05.06.	858,90	-	20.10.	-	445,70
10.06.	908,90	509,70	21.10.	-	428,70
12.06.	938,90	521,70	22.10.	-	411,70
13.06.	-	529,70	23.10.	-	397,70
16.06.	-	535,70	24.10.	-	392,70
18.06.	-	541,70	03.11.	-	383,70
19.06.	888,90	-	04.11.	-	378,70
26.06.	-	546,70	06.11.	-	369,70
27.06.	868,90	-	07.11.	-	360,70
02.07.	-	555,70	13.11.	-	352,70
03.07.	-	562,70	14.11.	588,90	-
04.07.	-	575,70	17.11.	-	344,70
07.07.	-	587,70	18.11.	568,90	338,70
08.07.	-	599,70	20.11.	538,90	332,70
09.07.	-	609,70	25.11.	508,90	326,70
18.07.	-	602,70	27.11.	-	319,70
22.07.	-	587,70	03.12.	478,90	-
23.07.	848,90	580,70	05.12.	458,90	309,70
24.07.	-	575,70	08.12.	-	301,70
25.07.	828,90	568,70	09.12.	-	291,70
29.07.	-	560,70	10.12.	428,90	281,70
			12.12.	-	271,70
			24.12.	398,90	260,70

Höchstzulässiger Konsumentenpreis ab Raffinerie (inkl. M6St, exkl. MwSt) laut Feststellung des Preisunterausschusses der Paritätischen Kommission





Am heimischen Tankstellenmarkt ist die Anzahl der öffentlich zugänglichen Tankstellen mit 2.802 gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert geblieben (2007: 2.810). Der Trend der letzten Jahre, dass sich die „Majors“ von gewinnschwachen Tankstellen trennen, hat sich jedoch weiterhin fortgesetzt.



## KLIMAPOLITIK

### Internationale Entwicklungen

Die Kyoto-Vertragsstaaten einigten sich im Dezember 2007 auf einen mehrstufigen Verhandlungsprozess (Bali Roadmap), der bei der Klimakonferenz im Dezember 2009 in Kopenhagen den Abschluss eines erweiterten, internationalen Klimaschutzabkommens ermöglichen soll. Dieses Abkommen soll nahtlos an das 2012 auslaufende Kyoto-Protokoll anschließen und längerfristige Treibhausgasreduktionen für die Industrieländer sowie „angemessene Minderungsmaßnahmen“ für die Entwicklungsländer festlegen.

Die Gespräche auf UN-Ebene starteten im März 2008 in Bangkok, wo eine Einigung für ein Arbeitsprogramm erzielt werden konnte. Erstmals befasste sich eine Arbeitsgruppe mit langfristigen Treibhausgas-Reduktionszielen. Weiters standen Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel und der dafür erforderliche Technologietransfer sowie dessen Finanzierung im Mittelpunkt der internationalen Verhandlungen.

Im Juni wurden in Bonn zahlreiche technische Fragen zu Treibhausgasquellen und zur Wirksamkeit von Instrumenten zur Treibhausgasreduktion erörtert. Die 3. UN-Gesprächsrunde des Jahres 2008 zum Thema Klimawandel fand im August in Accra, der Hauptstadt Ghanas, statt, befasste sich mit dem Thema „Waldrodung und Schutz der Regenwälder“, mit Verbesserungsmöglichkeiten für projektbezogene Maßnahmen in Entwicklungsländern (Clean development mechanism = CDM) sowie mit der Konkretisierung von Reduktionsverpflichtungen.

Auf der 14. Vertragsstaatenkonferenz des Kyoto-Protokolls (COP-14) in Poznań, Polen, wurde ein klarer politischer Auftrag formuliert, einen konkreten Verhandlungstext für ein neues Klimaschutzabkommen bis Juni 2009 vorzubereiten. Darin sollen auch nachhaltige Waldnutzung, der internationale Luft- und Schiffsverkehr sowie Carbon Capture & Storage (CCS) einbezogen werden. Weiters wurden die Finanzierungsregeln für einen Anpassungsfonds durch Zweckwidmung von CDM-Zertifikatsverkäufen beschlossen.

Im Frühjahr 2009 wurden die vorbereitenden Gespräche auf zwei UN-Konferenzen in Bonn fortgeführt, Verhandlungsinhalte konkretisiert und die Spielräume für Reduktionsverpflichtungen einzelner Länder ausgelotet. Anfang Juli 2009 wurde beim „Major Economies Forum“ (MEF) in L'Aquila eine politische Weichenstellung getroffen, in dem die Sicht der Wissenschaft, den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2° C zu begrenzen, anerkannt wird. Man einigte sich auf eine lang-

fristige globale Treibhausgasreduktion um 50% bis 2050, zu der die Industrieländer mit einer mindestens 80%igen Treibhausgasreduktion beitragen sollen. Mittelfristige Zielverpflichtungen wurden zwar als notwendig erachtet, eine Einigung darüber konnte jedoch nicht erzielt werden.

### Europäische Entwicklungen

Am 23. Jänner 2008 startete die EU-Kommission die konkrete Umsetzung des vom EU-Rat beschlossenen integrierten Klima- und Energiepakets. Eine umfassende Folgenabschätzung (Impact assessment), Zielvorgaben für die Mitgliedsstaaten (Effort sharing) zur Treibhausgasreduktion und Marktanteilsziele für erneuerbare Energie, ein Richtlinienvorschlag zur geologischen Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture & Storage) sowie die Revision der Emissionshandelsrichtlinie wurden zur politischen Beratung und Beschlussfassung vorgelegt. Die Neuregelungen des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels werden auch für die Mineralölindustrie ab 2013 bedeutende Änderungen bringen:

- Eine EU-weit harmonisierte Zuteilung und Auktionierung ersetzt die nationalen Allokationspläne. Die Menge der verfügbaren Zertifikate wird jährlich um 1,74% gekürzt, sodass 2020 maximal 1,72 Mrd Zertifikate zur Verfügung stehen und gegenüber 2005 eine 21%ige Kürzung erreicht wird. Diese Zertifikatskürzung könnte nach einem erfolgreichen Abschluss eines internationalen Klimaschutzabkommens noch verschärft werden.
- Bis zu 100% Gratiszertifikate sind für jene Sektoren vorgesehen, bei denen ein signifikantes Risiko zur Abwanderung in Länder mit weniger strengen Klimaschutzauflagen besteht (Carbon leakage). Bis Ende 2009 sollen diese Sektoren anhand bestimmter Kriterien (direkte Zertifikatskosten, indirekte Stromkosten, Handelsintensität) festgelegt werden. Die tatsächliche Gratiszuteilung auf Anlagenebene soll anhand von noch festzulegenden sektoralen Benchmarks fixiert werden.
- Für Industrieanlagen ohne signifikantes Risiko der Abwanderung soll die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten von 80% im Jahr 2013 linear auf 30% im Jahr 2020 und weiter auf 0% im Jahr 2027 reduziert werden. Stromerzeuger müssen bis auf wenige Ausnahmen schon ab 2013 sämtliche Zertifikate ersteigern.
- Die Erlöse aus den Versteigerungen sollen den Staatskassen der Mitgliedsstaaten zufließen, wobei zumindest 50% für Klimaschutzmaßnahmen verwendet werden sollen.
- Bis zu 300 Mio Zertifikate aus der 5%igen Reserve für neue Marktteilnehmer werden bis Ende 2015 für bis zu zwölf kommerzielle CCS-Demonstrationsprojekte und innovative Technologie für erneuerbare Energie zur Verfügung stehen.

Im Rahmen der gemeinsamen Anstrengungen der EU-Länder zur Treibhausgasreduktion muss Österreich nun seine Emissionen, die nicht vom Emissionshandelsregime erfasst werden, bis 2020 gegenüber 2005 um 16% vermindern. Der Zielbeitrag durch Gutschriften aus internationalen Projekten wurde dabei auf 3% begrenzt. Weiters muss Österreich den Anteil erneuerbarer Energie, der 2005 bei rund 23% lag, bis 2020 auf 34% steigern. Die sektoralen Ziele für Stromerzeugung und Raumwärme/Kühlung können die Mitgliedsstaaten selbst festlegen. Das verbindliche Subziel von 10% Anteil aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor ist zwar für alle Länder verbindlich, aber an Bedingungen geknüpft. Für die Zielerreichung anrechenbare Biokraftstoffe müssen strenge Nachhaltigkeitskriterien erfüllen und eine Treibhausgas-minderung nachweisen, die beginnend mit 35% stufenweise auf 50% (2017) und weiter auf 60% (2018) ansteigt.

Die neue Richtlinie für eine umweltverträgliche geologische Speicherung von Kohlendioxid ermöglicht den Mitgliedsländern die Implementierung dieser innovativen Technologie zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen bei der kalorischen Stromerzeugung und der energieintensiven Industrieproduktion. Die Europäische Kommission schätzt das mögliche Potenzial für CO<sub>2</sub>-Speicherung bis 2030 auf 160 Mio t, was einen bedeutenden Teil von längerfristigen Treibhausgasreduktionspflichten abdecken könnte. Die erforderlichen nationalen Rechts- und Verwaltungsvorschriften dieses neuen europäischen Rechtsrahmens sind bis Juni 2011 umzusetzen und beinhalten die Auswahlkriterien und Genehmigungsverfahren für geeignete Lagerstätten, die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Nachsorgepflichten sowie den Zugang zu Transportnetzen und Speicherstätten.

Bei der Tagung des Europäischen Rates Mitte Oktober 2008 stand zwar nicht das Energie- und Klimapakete, sondern die aktuelle Finanz- und Wirtschaftskrise im Mittelpunkt. Dennoch konnten die technischen Fragen und politischen Differenzen wie geplant beim EU-Ratstreffen am 11. und 12. Dezember 2008 geklärt werden. Danach wurde am 17. Dezember 2008 mit dem europäischen Parlament sowohl zu den vier Legislativvorschlägen des Klima- und Energiepakets als auch zur CO<sub>2</sub>-Limitierung für PKW und zur Überarbeitung der Richtlinie für Kraftstoffqualitäten eine Einigung erzielt. Im EU-Parlament, das über ein Mitentscheidungsverfahren eingebunden war, musste zuvor über tausende eingebrachte Abänderungsanträge verhandelt und abgestimmt werden.

Der Fachverband der Mineralölindustrie formulierte bereits im Februar 2008 seine grundsätzlichen Positionen zu den Richtlinienvorschlägen. Diese wurden über nationale und

internationale Interessenvertretungen ebenso in den Verhandlungsprozess eingebracht wie die direkten Abänderungsanträge einzelner Mitgliedsfirmen. Die mit 23. April 2009 datierten rechtsgültigen Versionen dieser Richtlinien und Entscheidungen wurden im Amtsblatt der Europäischen Union vom 5. Juni 2009 veröffentlicht.

In der ersten Jahreshälfte 2009 konzentrierten sich die klimapolitischen Aktivitäten der Europäischen Union auf die Vorbereitung und Positionierung zu den internationalen Klimaschutzverhandlungen. Bei der Revision des EU-Emissionshandelssystems lag der Schwerpunkt auf den Datenerhebungen und Analysen von rund 250 Sektoren zum Thema Carbon Leakage und den Vorarbeiten zum Thema Benchmarking.

Gastbeitrag von Ing. Wolfgang Ernst, OMV

## BIOKRAFTSTOFFE

Mit 1. Oktober 2008 wurde in Österreich die Substitutionsverpflichtung laut Kraftstoffverordnung auf 5,75% erhöht. Das bedeutet, dass der Anteil der Biokraftstoffe gemessen an der Gesamtsumme der in Verkehr gebrachten Treibstoffe 5,75% energetisch erreichen muss, sei es zum Beispiel durch Biodiesel (als Beimischung oder Reinkraftstoff), Bioethanol (als Beimischung oder E85), Biogas oder auch durch reines Pflanzenöl (zum Beispiel in der Landwirtschaft). In Österreich galt bereits vor dem Stichtag eine Substitutionsverpflichtung gemäß Kraftstoffverordnung von 4,3% ab 1. Oktober 2007 und davor von 2,5% (jeweils energetisch) ab 1. Oktober 2005.

Im Rahmen der Novelle der Kraftstoffverordnung im Jahr 2009 wurden, neben dem gesamtösterreichischen Substitutionsziel von 5,75%, auch unternehmensspezifische Teilziele von 3,4% für Ottokraftstoffe und von 6,3% für Dieselmotorkraftstoff (jeweils energetisch) eingeführt. Durch die Festlegung von Teilzielen wird es den Substitutionsverpflichteten ermöglicht, in Abhängigkeit der in Verkehr gebrachten Kraftstoffarten die jeweiligen Substitutionsziele zu erfüllen. Um die höhere Substitutionsquote von 6,3% für Dieselmotorkraftstoff erreichen zu können, hat die Mineralölindustrie mit Februar 2009 die Biodieselbeimischung von knapp fünf auf sieben Volumsprozent erhöht. Die dazu notwendige ÖNORM C 1590 ist bereits mit Oktober 2008 in Kraft getreten. Das 3,4%-Teilziel für Ottokraftstoffe kann einerseits durch die Beimischung von derzeit knapp fünf Volumsprozent Bioethanol oder die normgerechte Beimischung von Bio-ETBE (Ethyl-Tertiär-Butylether zur Verbesserung der Klopfestigkeit) erreicht werden. Andererseits ist in diesem Zusammenhang auch das Inverkehrbringen von Superethanol E85 mit bis zu 85% Bioethanolanteil möglich.

### Zukünftige EU-Regelungen

Der Europäische Rat und das Europäische Parlament haben im Dezember 2008 sowohl die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien als auch die Richtlinie zur Qualität von Kraftstoffen beschlossen. Mit diesen beiden Rechtsakten, die Anfang Juni 2009 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht wurden, werden zukünftig maßgebliche und EU-weite Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe festgelegt.

So sieht die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien unter anderem vor, dass bis 2020 mindestens 10% aller Kraftstoffe im EU-Verkehrssektor aus erneuerbaren Energien gewonnen werden müssen. Dieser Anteil schließt sowohl Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation als auch Wasserstoff und Strom, der aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird, ein. Biokraftstoffe der zweiten Generation werden dabei doppelt gutgeschrieben, da sie beispielsweise aus Abfall, Holzresten oder Algen gewonnen werden und daher nicht mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion konkurrieren. Für Strom aus erneuerbaren Quellen, der von Elektroautos verwendet wird, wird das 2,5-Fache der Einspeisung angerechnet. Die Richtlinie legt außerdem verschiedene Nachhaltigkeitskriterien verbindlich fest, um so eine umweltfreundliche Produktion von Biokraftstoffen in der EU und in Drittländern zu gewährleisten. Beispielsweise müssen Biokraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen mindestens 35% an Treibhausgasen einsparen, um für das 10%-Ziel angerechnet werden zu können bzw. um hinsichtlich der Möglichkeit finanzieller Förderung berücksichtigt zu werden. Ab 2017 müssen Biokraftstoffe, die in bestehenden Anlagen produziert werden, mindestens 50% und solche aus Neuanlagen mindestens 60% Treibhausgase einsparen. Des Weiteren dürfen Biokraftstoffe nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt (z. B. Regenwälder, Naturschutzgebiete) oder mit hohem Kohlenstoffbestand (z. B. Feuchtgebiete) erzeugt werden. Ausgeschlossen sind auch Gebiete, die im Januar 2008 Torfland waren. Die Europäische Kommission wird darüber hinaus beobachten, ob Kriterien, die eine soziale Nachhaltigkeit gewährleisten sollen, wie zum Beispiel die Beachtung von Landnutzungsrechten lokaler Gemeinschaften oder das Verbot von Kinderarbeit, bei der Produktion eingehalten werden, und gegebenenfalls Korrekturmaßnahmen vorschlagen.

Die Richtlinie zur Qualität von Kraftstoffen zielt unter anderem darauf ab, die während Herstellung, Transport und Nutzung von Kraftstoffen verursachten Treibhausgasemissionen bis 2020 um bis zu 10% zu senken. Anbieter von Kraftstoffen

müssen die Treibhausgasemissionen bis 2020 verbindlich um 6% senken. Die Reduzierungen könnten zum Beispiel durch die Verwendung von mehr Biokraftstoffen oder durch die Verringerung des Abbrennens von Restgasen bei der Ölförderung und -verarbeitung erreicht werden. Eine zusätzliche unverbindliche Reduzierung um 2% kann durch einen stärkeren Einsatz von Elektrofahrzeugen oder durch neue Technologien zur Einsparung von Treibhausgasen – wie der geologischen Speicherung von Kohlendioxid – erzielt werden. Außerdem ist eine weitere unverbindliche Reduzierung von 2% über Gutschriften anzustreben, die für Projekte zur Reduzierung von Emissionen in Entwicklungsländern im Rahmen des „Clean development mechanism“ der Vereinten Nationen erworben werden können. 2012 soll die Kommission eine Bewertung der Richtlinie vornehmen, um danach gegebenenfalls einen Vorschlag vorzulegen, der die zusätzliche 4%-Reduzierung verbindlich macht.

## UMWELTRECHT

### Umsetzung der Bergbauabfallrichtlinie

Ende November 2008 wurden die Entwürfe für ein Bergbauabfallgesetz (Novelle zum Mineralrohstoffgesetz, MinroG) und eine Bergbauabfallverordnung in Begutachtung geschickt. Mit diesem Gesetzespaket sollen im österreichischen Rechtssystem die erforderlichen Bestimmungen geschaffen werden, um die EU-Bergbauabfallrichtlinie 2006/21/EG umzusetzen. In der Mineralölindustrie fallen insbesondere Materialien, die im Zuge der Bergbautätigkeit der Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen anfallen, wie zum Beispiel Bohrschlamm oder Ölschlamm, in den Anwendungsbereich dieser Richtlinie.

Ziel der Richtlinie über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie ist durch Regelungen zur Planung, Genehmigung, Stilllegung und Nachsorge bei Abfallentsorgungseinrichtungen sicherzustellen, dass keine unsachgemäße Behandlung von Bergbauabfällen erfolgt, die der Umwelt und der menschlichen Gesundheit schaden können.

Die Schwerpunkte der Umsetzung bilden Bestimmungen über den Inhalt des Abfallbewirtschaftungsplanes, über Bau und Betrieb von Abfallentsorgungsanlagen, über Schutzmaßnahmen bei der Rückverfüllung von Abfällen in Abbauhohlräume sowie über das Sicherheitsmanagement, den Notfallplan und Informationen für die Erstellung externer Notfallpläne und die Information der Öffentlichkeit.

Da in Österreich bereits ein sehr hohes Schutzniveau aufgrund der bestehenden Vorschriften im Mineralrohstoffgesetz und der Anwendung des Abfallwirtschaftsgesetzes im Bereich der Bergbauabfälle besteht, sollten keine kostenintensiven Anpassungen erforderlich sein. Vom Fachverband der Mineralölindustrie wurde in den Verhandlungen schwerpunktmäßig die eindeutige Abgrenzung zwischen Bergbauabfall und Abfall gemäß Abfallwirtschaftsgesetz zur Diskussion gebracht und gefordert. Besonders dieser Punkt hat laut Firmenexperten immer wieder zu aufwendigen Genehmigungen geführt und sollte durch diese Richtlinienumsetzung eindeutig geklärt werden. Bei den ersten Verhandlungen zur MinroG-Novelle unter Teilnahme des FVMI konnten bereits einige Punkte klar gestellt werden. Die Verhandlungen zur Bergbauabfallverordnung sind noch nicht abgeschlossen.

### REACH

Die Unternehmen der Mineralölindustrie, die einen Stoff ab einer Tonne pro Jahr produzieren oder in die EU einführen, mussten bis 1. Dezember 2008 (Ende der sechsmonatigen Vorregistrierungsphase) ihre Vorregistrierungen gemäß REACH-VO bei der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) durchführen. Insgesamt wurden EU-weit über zwei Millionen Vorregistrierungen von mehr als 100.000 Stoffen vorgenommen. Die vollständige Liste der vorregistrierten Stoffe ist auf der Homepage der ECHA veröffentlicht und wurde bereits überarbeitet, laut ECHA sind aber immer noch Zubereitungen bzw. überflüssige vorregistrierte Stoffe enthalten. Wer die Vorregistrierungsfrist verpasst hat, muss sofort registrieren und darf den Stoff bis zur vollständigen Registrierung nicht mehr herstellen oder in Verkehr bringen.

Mit der erfolgreichen Vorregistrierung hat das Unternehmen jetzt je nach Menge des Stoffes Übergangsfristen, bis die endgültige Registrierung durchgeführt werden muss. Für die Registrierung muss ein technisches Dossier (Stoffdatenblatt, Sicherheitsdatenblatt), das die grundlegenden Eigenschaften des Stoffes nennt und seine Einstufung und Kennzeichnung sowie die Verwendung und Leitlinien zum sicheren Umgang enthält, erstellt werden.

Ab zehn Tonnen pro Jahr ist zusätzlich ein Stoffsicherheitsbericht (Chemical safety report, CSR) erforderlich, der das Gefährdungspotenzial für Mensch und Umwelt darstellt sowie Sicherheitsmaßnahmen darlegt. Für fast alle relevanten Stoffe der Mineralölindustrie übernimmt die CONCAWE diese Aufgaben und bereitet eine gemeinsame Registrierung für ihre Mitglieder vor.

### Umsetzung GHS in nationales Recht

Am 20. Jänner 2009 ist die CLP-(Classification, Labelling and Packaging-)Verordnung in Kraft getreten und soll stufenweise bis Juni 2015 mit allen Bestimmungen gelten. Mit dieser Verordnung werden die bisherigen Regeln zur Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen schrittweise geändert. Diese Regelung beruht auf der UN-Empfehlung GHS (Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals), welche alle zwei Jahre angepasst wird.

Da die Chemikalienverordnungs-Novelle zur REACH-Umsetzung, die bereits seit Anfang 2008 in Begutachtung war, zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der CLP-Verordnung immer noch nicht beschlossen war, wurde die GHS-Umsetzung ebenfalls teilweise aufgenommen. Die CLP-Verordnung und die Umsetzung in der Mineralölindustrie in Österreich waren auch ein Schwerpunktthema im Arbeitskreis REACH-Chemikalienrecht des FVMI, wobei die Hauptdiskussionspunkte einerseits der Zeitpunkt der Umstellung auf die neue Kennzeichnung und in weiterer Folge die Aktualisierung der Zapfsäulenkennzeichnung waren.

### Änderung bei den Sicherheitsdatenblättern (SDB)

Durch eine Ende 2008 veröffentlichte Novelle der Chemikalienverordnung sind Anpassungen des Sicherheitsdatenblattes aufgrund der REACH-Verordnung durchgeführt worden. Außerdem wurde aufgrund einer jahrelangen Forderung der Fachverbandsfirmen eine Vereinfachung der Übermittlung an die SDB-Datenbank des Umweltbundesamtes aufgenommen. Betroffenheit für die Mineralölunternehmen besteht ebenfalls bei der zukünftig erforderlichen Angabe der Registrierungsnummer auf dem SDB. Aufgrund aktueller Diskussionen wird es durch das Weglassen der letzten vier Ziffern, die eine Identifizierung des Erzeugers ermöglichen, eine pragmatische Lösung geben, die die befürchteten Probleme bei mehreren bzw. wechselnden Lieferanten und Geheimhaltung in sensiblen Bereichen lösen.

Die zunehmende Bedeutung der Internationalen Energieagentur (IEA) als globale Krisenagentur war für die Europäische Union 2008 Anlass, die Krisenbevorratung innerhalb der EU neu auszurichten, zumal 19 von 27 EU-Mitgliedsstaaten bereits Mitglied der IEA sind. Zielsetzung war einerseits eine Angleichung an das IEA-System zur Vereinfachung der Abläufe und damit einhergehend die Vermeidung von Doppelgleisigkeiten. Andererseits sollte die Eigenständigkeit der EU im Rahmen ihrer Krisenbevorratung weiterhin gewährleistet bleiben, dies bei gleichzeitiger Intensivierung der Zusammenarbeit mit der IEA zur Steigerung der Effizienz des IEA-Krisenmechanismus. So hat beispielsweise die EU im Falle des Hurrikans „Katrina“ über keinen Notfallmechanismus verfügt.

Während das derzeitige EU-Bevorratungssystem von einer ausschließlichen Ausrichtung auf den Mineralölverbrauch geprägt ist, sieht die neue EU-Richtlinie demgegenüber nunmehr vor, dass für die Berechnung der 90-tägigen Vorratspflicht entweder die Importe oder der inländische Mineralölverbrauch heranzuziehen sind, je nachdem, welcher Wert höher liegt. Unverändert bleibt in der neuen Richtlinie die nur teilweise Berücksichtigung der Rohölinlandsförderung im Ausmaß von 25% des Inlandsverbrauchs. Hier erfolgte keine Annäherung an die IEA.

Voranzustellen ist, dass die Erstversion des Kommissionsvorschlages eine mehrheitliche Ablehnung durch die Mitgliedsstaaten erfuhr, da in wesentlichen Bereichen in die Subsidiarität der einzelnen Mitgliedsstaaten eingegriffen worden wäre und es dadurch zu einer nicht gewollten Zentralisierung der Bevorratung gekommen wäre. Vernachlässigt wurde dabei, dass zahlreiche Mitgliedsstaaten, die auch Mitgliedsstaaten der IEA sind, seit vielen Jahren über funktionierende Bevorratungssysteme verfügen, die durch die Einengung des Ermessensspielraums eine Schwächung erfahren hätten. Die im Zuge der ersten Verhandlungsrunde ins Treffen geführte Argumentation, mit dem vorliegenden Richtlinienentwurf den neuen EU-Mitgliedsstaaten zügig und unter Wahrung der Kosteneffizienz die Erfüllung der 90-tägigen Vorratspflicht zu ermöglichen, konnte nicht aufrechterhalten werden, da dies zur Aushöhlung des Subsidiaritätsprinzips geführt hätte. Österreich hat daher als Reaktion zur Wahrung seiner Interessen ein Rechtsgutachten beauftragt und dieses der

EU-Kommission vorgelegt. Auf Grundlage dieses Gutachtens wurde ein Prüfvorbehalt gegen die Rechtsgrundlage der neuen Bevorratungsrichtlinie erhoben.

Als Ergebnis langwieriger, zum Teil kontroversieller Verhandlungen – diese begannen bereits im Jahr 2008 – und zahlreicher Änderungsentwürfe wurde letztlich im EU-Ministerrat am 12. Juni 2009 die neue Bevorratungsrichtlinie beschlossen, wobei den Intentionen Österreichs Rechnung getragen wurde und der Prüfvorbehalt zurückgezogen werden konnte. Grosso modo bringt die neue Richtlinie eine deutliche Annäherung an das IEA-System, im Besonderen was die Übernahme der Kalkulationsmethodik zur Berechnung der Vorratspflicht und die Zusammensetzung der Bestände an Pflichtnotstandsreserven anbelangt. So wird die bisherige verbrauchsbezogene Haltung von Pflichtnotstandsreserven (PNR) gelockert, da einige Bestimmungen über die Haltung und die Zusammensetzung der PNR als Kann-Bestimmungen definiert sind.

Durch die teilweise Übernahme des IEA-Systems kommt es vor allem im Bereich des Meldewesens zu Vereinfachungen, da nunmehr ein „einheitliches“ Meldesystem sowohl dem IEA- als auch dem EU-Bevorratungssystem zugrunde liegt, wobei die ursprünglich vorgesehenen wöchentlichen Meldungen von kommerziellen Vorräten zugunsten monatlicher Meldungen fallengelassen wurden. Neu ist auch die Aufnahme eines Krisenmechanismus in die Richtlinie. So müssen die Mitgliedsstaaten über Interventionspläne verfügen, um alle erforderlichen Maßnahmen treffen zu können, damit im Falle einer bedeutsamen Versorgungsunterbrechung ihre Krisenvorräte in den Verkehr gebracht werden können und der Verbrauch entsprechend dem erwarteten Versorgungsdefizit global oder gezielt eingeschränkt werden kann. Hier ist Österreich entsprechend vorbereitet.

Eingerichtet wird auch eine Koordinierungsgruppe, die sich aus Vertretern der Mitgliedsstaaten zusammensetzt. Diese Gruppe soll Beiträge zu Analysen der Lage in der Gemeinschaft im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit bei Erdöl und Erdölzerzeugnissen leisten und zur Koordinierung und Durchführung von Maßnahmen in diesem Bereich beitragen. Hinzu kommen künftig in Abstimmung mit den Mitgliedsstaaten Kontrollen durch die Kommission, die der Länderprüfung der IEA entsprechen.

Besonderes Augenmerk gilt den jetzt ausformulierten Kann-Bestimmungen. So steht es derzeit im Ermessen des einzelnen Mitgliedsstaates, so genannte „Specific stocks“ anzulegen, die entweder im Eigentum des Staates oder einer „Central Stockholding Entity“ (CSE) sein müssen, wobei die ursprünglich vorgesehene verpflichtende Einrichtung einer solchen Institution nunmehr im Ermessen des einzelnen Mitgliedsstaates liegt. Eine solche CSE ist die mit Bundeshaftung ausgestattete Erdöl-Lagergesellschaft (ELG), womit Österreich bereits jetzt dieser Bestimmung entspricht. Ferner sieht die neue Richtlinie vor, dass die Vorratspflicht auch an andere CSE oder an Unternehmen („Economic operators“) außerhalb des Territoriums des Mitgliedsstaates, in welchem die Vorratspflicht entsteht, übertragen werden kann. Hierzu ist jedoch die vorherige schriftliche Zustimmung der betroffenen Mitgliedsstaaten erforderlich. Der den Mitgliedsstaaten durch diese Kann-Bestimmung eingeräumte Ermessensspielraum ist vor allem im Hinblick auf die Rückführung („Repatriierung“) der Vorräte im Krisenfall von eminenter Bedeutung, zumal für eine gezielte Rückführung die entsprechenden logistischen Voraussetzungen gewährleistet sein müssen.

Die aufgezeigte Haltung von Krisenvorräten in anderen Mitgliedsstaaten ist im Besonderen als Hilfestellung für jene Mitgliedsstaaten zu sehen, welche Krisenbestände aufbauen müssen, um der 90-tägigen Vorratspflicht in einem vertretbaren Zeitrahmen nachkommen zu können. Zur Vermeidung hoher Investitionen und damit verbundener Risiken ist es sowohl aus krisenpolitischer wie auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, diesen Staaten unter die Arme zu greifen und ihnen die Chance auf Nutzung von in anderen Mitgliedsstaaten verfügbaren Tankkapazitäten einzuräumen, ohne dass bestehende und funktionierende Bevorratungssysteme hiervon negativ betroffen sind.

Mitgliedsstaaten, die bereits Mitglied der IEA sind, müssen die neue Richtlinie bis zum 31. Dezember 2012 umsetzen. Mitgliedsstaaten, die nicht bis zum 31. Dezember 2012 IEA-Mitglieder sind und die ihren Mineralölverbrauch zur Gänze durch Importe decken, haben die Richtlinie bis spätestens 31. Dezember 2014 in Kraft zu setzen.

Die neue Bevorratungsrichtlinie ist durch das Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz in der geltenden Fassung materiell abgedeckt, somit wird eine Novellierung desselben nicht erforderlich sein. Verstärktes Augenmerk verlangt jedoch das zukünftige Meldesystem und die für die monatlichen Meldungen von der Kommission vorgesehenen Formulare. Erst nach Vorliegen derselben kann eine abschließende Analyse vorgenommen werden.

Die jetzige Fassung der Richtlinie eröffnet den Mitgliedsstaaten einen weiten Interpretationsspielraum. Das birgt jedoch auch eine potenzielle Gefahr in sich, da eine zu extensive oder zu unterschiedliche Auslegung der neuen Richtlinie – im Extremfall durch die große Mehrheit der Mitgliedsstaaten – dazu führen könnte, dass sich die Kommission im Zuge eines „Reviewing“ innerhalb von drei Jahren nach Implementierung der Richtlinie bestärkt sieht, eine Revision vorzuschlagen, die den Ermessensspielraum der Mitgliedsstaaten empfindlich einengen könnte; durch Änderung der Kann-Bestimmungen in Muss-Bestimmungen, wie es der erste Richtlinienvorschlag vorgesehen hat. Dies würde zu einer deutlichen Verlagerung der Kompetenzen in Richtung Europäische Union führen.

Die Mitgliedsstaaten sind daher gefordert, die Umsetzung der Richtlinie im Sinne einer raschen und effizienten Verfügbarkeit marktkonformer Erdölerzeugnisse zur Bewältigung einer Versorgungsunterbrechung anzugehen. Für Österreich bietet die neue Richtlinie die Chance, verfügbare und nicht für die Haltung von inländischen Pflichtnotstandsreserven reservierte Tankkapazitäten einer Nutzung zuzuführen.

Gastbeitrag von Mag. Peter Annawitt, ELG





Die vom FVMI erhobenen Durchschnittswerte ergaben zu Jahresmitte 2008 für Eurosuper einen Preis von 1,35 EUR/l und für Diesel von 1,43 EUR/l. Nach dem krisenbedingten Preiseinbruch verringerte sich der durchschnittliche Literpreis Mitte Dezember bei Eurosuper auf 0,91 EUR und bei Diesel auf 0,95 EUR.



Das Handbuch für Tankwagenfahrer hat sich in der Branche und den artverwandten Branchen als wertvolle Unterlage für die Fahrer von Tankfahrzeugen etabliert. Die vielen Anfragen aus dem In- und Ausland zeigen das große Interesse an diesem übersichtlichen, aber umfassenden Werk.

Seit der Ausgabe 2.0 haben sich wieder einige Änderungen ergeben, so dass der Arbeitskreis HSSE/Transportlogistik Ende 2007 mit einer neuerlichen Überarbeitung begonnen hat. Die neue Version 3.1 konnte im Frühjahr 2008 auf der Homepage [www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at) publiziert werden. Die Änderungen beinhalten folgende Themen:

- Redaktionelle Klarstellungen
- Anpassung an neue Normen
- Änderung der Darstellung der Ex-Zonen an der Tankstelle
- Neues Kapitel mit Ex-Zonen am Tanklager

Die Idee eines brancheneinheitlichen Handbuches für Tankwagenfahrer hat auch den Mitgliedern des deutschen Mineralölwirtschaftsverbandes (MWV) gefallen, so dass 2008 gemeinsam mit diesen die Möglichkeit einer gesamt-deutschsprachigen Version besprochen wurde. Das Ergebnis war die Etablierung eines Arbeitskreises zur Klärung der Anforderungen an ein solches Werk und zur Feststellung, ob das bestehende Fahrerhandbuch für Tankwagenfahrer als Basis verwendet werden kann.

Dieser Arbeitskreis hat im April 2009 den grundsätzlichen Aufbau eines neuen Leitfadens geklärt, den Umfang der Verwendung der Kapitel des bestehenden Fahrerhandbuches für den neuen Leitfaden festgelegt und die Anforderungen an die elektronische Unterstützung grob definiert. Die Ergebnisse wurden den jeweiligen Gremien vorgestellt und der Arbeitskreis mit der Erstellung eines Konzeptes für das Gesamtprojekt beauftragt. 2009 soll das Konzept eines einheitlichen, länderübergreifenden Handbuches ausgearbeitet werden.

#### **Modulares Ausbildungsprogramm für Tankwagenfahrer**

Nach mehreren Vorgesprächen konnten sich die Vertreter der einzelnen Mineralölgesellschaften 2008 zu einem einheitlichen Trainingskonzept für Tankwagenfahrer entscheiden. Dieses Trainingskonzept umfasst eine über das ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße) hinausgehende modulare Ausbildung.

Insgesamt wurden vier aufeinander aufbauende Module entwickelt und fünf Wahlmodule aufgenommen. Dabei sind die aufbauenden Module in einem Abstand von zwei Jahren zu absolvieren. Die Wahlmodule sind hingegen grundsätzlich nicht verpflichtend, sofern nicht doch von den jeweiligen Mineralölgesellschaften vorgeschrieben, und sollten zwischen den Wahlmodulen besucht werden. Die Beschreibung dieser Module erfolgte 2008 in dem zusammenfassenden Schriftstück „Modulares Ausbildungsprogramm für Tankwagenfahrer“, welches im Frühsommer 2009 veröffentlicht wurde. Mit dieser Ausgabe wurden auch die Anforderungen der Grundqualifikations- und Weiterbildungsverordnung für Berufskraftfahrer (GWB) berücksichtigt. Damit besteht für die Spediteure die kosteneffiziente Möglichkeit, dass mit der Absolvierung eines Moduls nach dem modularen Ausbildungsprogramm gleichzeitig ein Modul der GWB trainiert wird. Umgekehrt gilt dieses nicht, da die Anforderungen des modularen Ausbildungsprogramms vor allem im Bereich der Praxisübungen über die Anforderungen der GWB hinausgehen. Speziell die Praxisübungen, wie Fahren mit dem Kippsattel, Notbremsung, Ausweichen von Hindernissen, lehren den Tankwagenfahrer in kritischen Situationen richtig zu reagieren. Damit solche Situationen erst gar nicht auftreten, wird im Rahmen der Ausbildung die Vorbeugung und Vermeidung durch defensives Fahren geschult.

Neben der Beschreibung der Trainingsinhalte sind auch die Anforderungen an den Trainingsveranstalter, den Ort der Trainingsveranstaltung und an die Ausbilder (Instruktoren) festgelegt. Ebenso wurde ein Fahrerpass eingeführt. Dieser Pass ist von jedem Tankwagenfahrer mitzuführen und bestätigt die schon durchgeführten Ausbildungen durch den jeweiligen Trainingsanbieter.

Das modulare Ausbildungsprogramm wurde im Frühjahr 2008 allen interessierten Spediteuren mit den Inhalten und den Vorteilen in Verbindung mit der neuen GWB im Rahmen von zwei Veranstaltungen vorgestellt. Neben der Publizierung auf der Homepage [www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at) hat der Fachverband die Unterlagen allen namhaften Ausbildungsstätten in Österreich mit dem Hinweis auf Bestätigungsmöglichkeit als qualifizierte Ausbildungsstätte zugesandt. Die erste Ausbildungsstätte, die sich einem Audit unterzog und eine Urkunde als qualifizierte Ausbildungsstätte erhielt, war im Juni 2009 die ÖAMTC Fahrtechnik mit allen ihren Trainingszentren in Österreich.

Gastbeitrag von Bernhard Dewitz

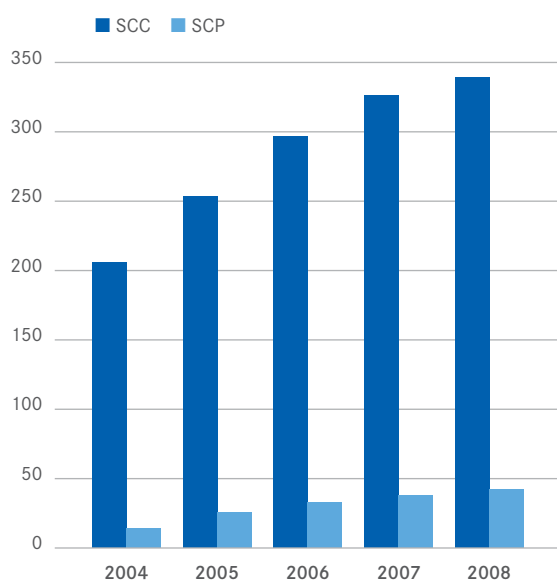
Als erstes Sicherheits- und Gesundheitsschutzmanagementsystem (SG-System) etablierte sich das Sicherheits Certifikat Contractoren (SCC) in Österreich und hat 1998 zur ersten Zertifizierung geführt. Für die Pflege der entsprechenden normativen Dokumente ist das Sektorkomitee SCC Austria, angesiedelt beim Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI), zuständig. Die SCC-Sektorkomitees in Belgien, Deutschland, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz haben sich zwischenzeitlich zu einer europäischen SCC-Plattform etabliert. Hauptaufgabe ist es, die Vergleichbarkeit der Systeme und die gegenseitige Anerkennung zu gewährleisten.

Das SCC-Regelwerk beschreibt die Vorgehensweise, die bei der Zertifizierung von Kontraktoren nach SCC anzuwenden ist. Es behandelt sowohl den eigentlichen Zertifizierungsprozess als auch die Anforderungen, die an alle daran Beteiligten gestellt werden. Es enthält unter anderem die SCC-Checkliste für Kontraktoren des produzierenden Gewerbes und die SCP-Checkliste für Personaldienstleister. Derzeit gültig ist die Version 2007.

Ein wesentlicher Bestandteil des SCC sind die Forderungen, die an die Ausbildung von Mitarbeitern und Führungskräften der Kontraktoren gestellt werden. Um einen einheitlichen Ausbildungsstandard zu gewährleisten, wurden Ausbildungsinhalte, Ausbildungszeiten und Prüfkriterien verbindlich festgelegt. Über die Homepage [www.scc-austria.at](http://www.scc-austria.at) können nähere Informationen bezogen werden bzw. ist auch eine Liste aller in Österreich zertifizierten Firmen als pdf-Datei herunterladbar. Das SCC-/SCP-Zertifikat kann gemeinsam mit anderen Zertifikaten, zum Beispiel ISO 9001:2000 oder ISO 14001:2006, erworben werden.

Immer mehr Auftraggeber und Auftragnehmer erkennen den Mehrwert der SCC-/SCP-Zertifizierung, wie die Entwicklung der letzten Jahre zeigt.

Stand der Zertifizierungen  
in Österreich



#### Weitere Informationen zu Sicherheits Certifikat Contractoren (SCC)

Sektorkomitee SCC Austria  
Obmann Ing. Felix Pawlowitsch  
OMV Austria Exploration & Production GmbH  
2230 Gänserndorf, Protteser Straße 40  
T +43 (0)1 404 40-32090  
F +43 (0)1 404 40-632090  
[felix.pawlowitsch@omv.com](mailto:felix.pawlowitsch@omv.com)

Der Fachverband der Mineralölindustrie auf Arbeitgeberseite und die Gewerkschaftsvertreter von Metall-Textil-Nahrung, Chemie und Privatangestellten auf Arbeitnehmerseite einigten sich nach einer zweiten Verhandlungsrunde am 24. Jänner 2008 im Rahmen des seit 1. Juli 2007 für alle ArbeitnehmerInnen in der Mineralölindustrie geltenden einheitlichen Vertragswerkes auf einen neuen Kollektivvertrag über die Erhöhung der Löhne und Gehälter in der Mineralölindustrie. Das Verhandlungsergebnis ergab ab 1. Februar 2008 eine Erhöhung der Mindestbezüge für die ArbeiterInnen und Angestellten um 3,9%. Die monatlichen Ist-Bezüge wurden in beiden Arbeitnehmergruppen um 3,5% angehoben. Zusätzlich waren 0,4% der Lohn- und Gehaltssumme verpflichtend durch Betriebsvereinbarung individuell zu verteilen. Kam es bis Ende März 2008 zu keinem Abschluss einer Betriebsvereinbarung, mussten die Löhne und Gehälter rückwirkend zum 1. Februar 2008 einheitlich um 3,9% erhöht werden. Eine Vereinbarung für eine Einmalzahlung erfolgte nicht. Die Lehrlingsentschädigungen, Aufwandsentschädigungen sowie Zuschläge und Zulagen wurden ebenfalls erhöht. Im Rahmenrecht erfolgten geringfügige Änderungen. Vom neuen KV-Abschluss wurden über 3.700 Beschäftigte, davon rund 2.500 Angestellte und 1.225 Arbeiter (inklusive Lehrlinge), erfasst.

Im Verhandlungskomitee des Fachverbandes waren Dr. Georg Horacek (OMV) als Vorsitzender sowie Dr. Elena Zivelonghi (Agip), Mag. Karin Indrist (BP), Karin Neuherz (Esso), Mag. Martina Helm (OMV), Mag. Helga Posch-Lindpaintner (Shell), Dr. Manfred Eder (RAG), Mag. Harald Stelzer (WKÖ-BSI) und Dr. Christoph Capek (FVMI) vertreten.

Bei den Kollektivvertragsverhandlungen für 2009 kam es am 21. Jänner 2009 zu einem Kollektivvertragsabschluss für alle Mitgliedsfirmen des FVMI gemäß § 2 „Fachlicher Geltungsbereich“ und Tochterunternehmen laut Anhang 1. Das Verhandlungsergebnis sieht ab 1. Februar 2009 eine Erhöhung der Mindestbezüge für ArbeiterInnen und Angestellte um 3,8% vor. Die monatlichen Ist-Bezüge wurden für beide Arbeitnehmergruppen ebenfalls um 3,8% angehoben, die Lehrlingsentschädigungssätze, Trennungskostenentschädigungen und Zulagen – nicht jedoch die Reiseaufwandsentschädigungen und Inlandsdienstreisen gemäß § 21 Pkt 5 und 6 des Rahmenkollektivvertrages – haben die Verhandlungspartner entsprechend angepasst. Eine Einmalzahlung wurde auch für 2009 nicht vereinbart. Der gesamte Kollektivvertrag (inklusive Rahmenvertrag) liegt seit April 2009 in einem einheitlichen Druckwerk (Arbeiter und Angestellte) auf und ist auf der FVMI-Homepage unter [www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at) herunterladbar.

Am 8. und 9. November 2007 hat der World Petroleum Council (WPC) das Jugend-Welt-Erdölkomitee (Youth WPC) gegründet. Die Gründungsmitglieder stammen aus verschiedenen Ländern und verfügen über unterschiedliche berufliche Hintergründe, alle sind unter 35 Jahre alt und vollzeitbeschäftigt. Österreich ist durch Dipl.-Ing. Severin Secklehner (OMV) im Komitee vertreten. Die Kernanliegen dieses Gremiums lassen sich wie folgt definieren:

**Vision:**

- Young Professionals gestalten eine nachhaltige Zukunft

**Mission:**

- Erstellen und pflegen ein gemeinsames, globales Forum für junge Menschen, um Gehör zu finden
- Fördern und unterstützen neuer Ideen innerhalb der Erdölindustrie
- Förderung eines realistischen Bildes von der Erdölindustrie, ihren Herausforderungen und Chancen
- Brückenbildung zwischen den Generationen durch Mentorenetzwerke

Beim 19. WPC Ende Juni 2008 in Madrid wurde dem Jugendkomitee die Möglichkeit geboten, durch eigene Aktivitäten am Forum live mitzuwirken. Folgende Aktivitäten konnten verwirklicht werden, wobei Dipl.-Ing. Secklehner maßgeblich in die Vorbereitungen und Aktivitäten eingebunden war:

- Studentenunterstützungsprogramm
- Eigener Jugend-WPC-Stand mit täglichen Highlights wie zum Beispiel Debatten und Präsentationen von und mit Young Professionals und Industrieleadern
- Technological Showcase Tour
- Jugendabendveranstaltung für etwa 750 Young Professionals und Studenten
- Runder Tisch mit den CEOs von Schlumberger, Petrobras und PriceWaterhouseCooper zum Thema „Braucht die Erdölindustrie eine Imagekorrektur?“
- Professionals Video von Studenten und Young Professionals zum Thema „Gedanken zur Erdölindustrie“
- Jugendumfrage mit über 750 Teilnehmern

Das österreichische Nationalkomitee im Rahmen der Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften (ÖGEW) ermöglichte es zwei Studenten der Montanuniversität Leoben, am Kongress teilzunehmen.

## Rohölreserven

	2004 in Mio t	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2008 in %	2008 Veränderung
OPEC-Länder	121.618	123.886	124.298	126.672	128.344	70,4 %	1,3 %
davon Saudi-Arabien	35.790	36.461	35.845	36.453	36.447	20,0 %	0,0 %
davon Irak	15.430	15.430	15.430	15.430	15.430	8,5 %	0,0 %
davon Kuwait	14.083	14.430	14.083	14.430	14.430	7,9 %	0,0 %
davon Iran	17.199	18.109	18.630	18.921	18.614	10,2 %	-1,6 %
Russland	10.587	10.587	13.453	13.453	13.453	7,4 %	0,0 %
Kanada/USA	27.022	26.951	27.059	26.857	26.850	14,7 %	0,0 %
EU	1.143	1.080	978	897	850	0,5 %	-5,2 %
<b>Welt gesamt</b>	<b>173.340</b>	<b>175.384</b>	<b>178.743</b>	<b>180.717</b>	<b>182.191</b>	<b>100,0 %</b>	<b>0,8 %</b>

QUELLE: OIL AND GAS JOURNAL (2008 ZUM TEIL VORLÄUFIGE ERGEBNISSE)

## Rohölförderung

	2004 in Mio t	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2008 in %	2008 Veränderung
OPEC-Länder	1.669,7	1.715,4	1.726,3	1.707,8	1.758,3	44,8 %	2,9 %
davon Saudi-Arabien	506,0	526,8	514,3	494,2	515,3	13,1 %	4,3 %
davon Irak	100,0	90,0	98,1	105,3	119,3	3,0 %	13,3 %
davon Kuwait	122,3	129,3	132,7	129,9	137,3	3,5 %	5,7 %
davon Iran	209,7	206,2	208,0	209,7	209,8	5,3 %	0,0 %
N-Amerika/Mexiko	667,4	645,3	646,7	643,0	619,2	15,8 %	-3,7 %
Europa/Eurasia	850,1	844,8	848,0	860,0	851,0	21,7 %	-1,0 %
davon Norwegen	149,9	138,2	128,7	118,8	114,2	2,9 %	-3,9 %
davon UK	95,4	84,7	76,6	76,8	72,2	1,8 %	-6,0 %
davon Russland	458,8	470,0	480,5	491,3	488,5	12,4 %	-0,6 %
<b>Welt gesamt</b>	<b>3.864,8</b>	<b>3.891,6</b>	<b>3.908,8</b>	<b>3.902,3</b>	<b>3.928,8</b>	<b>100,0 %</b>	<b>0,7 %</b>

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW (JUNI 2009)

## Mineralölverbrauch

	2004 in Mio t	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2008 in %	2008 Veränderung
N-Amerika/Mexiko	1.134,6	1.139,4	1.130,2	1.134,5	1.076,6	27,4 %	-5,1 %
EU-Länder	713,2	720,1	721,8	700,2	702,6	17,9 %	0,3 %
davon Deutschland	124,0	122,4	123,6	112,5	118,3	3,0 %	5,2 %
davon Italien	89,7	86,7	86,7	84,0	80,9	2,1 %	-3,7 %
davon Frankreich	94,0	93,1	93,0	91,3	92,2	2,3 %	1,0 %
davon UK	81,7	83,0	82,3	79,2	78,7	2,0 %	-0,6 %
davon Spanien	77,6	78,8	78,1	78,8	77,1	2,0 %	-2,2 %
Japan	241,1	244,1	237,5	229,3	221,8	5,6 %	-3,2 %
China	318,9	327,8	346,1	362,8	375,7	9,6 %	3,6 %
<b>Welt gesamt</b>	<b>3.810,8</b>	<b>3.861,8</b>	<b>3.894,0</b>	<b>3.939,4</b>	<b>3.927,9</b>	<b>100,0 %</b>	<b>-0,3 %</b>

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW (JUNI 2009)

**Adria-Wien Pipeline Ges.m.b.H.**  
9020 Klagenfurt, St. Ruprechter Straße 113

**Agip Austria GmbH**  
1200 Wien, Handelskai 94-96

**BEGAS Burgenländische Erdgasversorgungs-AG**  
7000 Eisenstadt, Kasernenstraße 10

**BP Austria AG**  
Industriezentrum Niederösterreich Süd  
2355 Wiener Neudorf, Straße 6, Objekt 17

**Conoco-Phillips Austria GmbH**  
5020 Salzburg, Samergasse 27

**Danuol Mineralöllager- und Umschlagsges.m.b.H.**  
1100 Wien, Wienerbergstraße 3

**Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.**  
8502 Lannach, Radlpaßstraße 6

**Esso Austria GmbH**  
1040 Wien, Argentinierstraße 23

**Halliburton Company Austria GmbH**  
2201 Seyring, Helmaweg 2

**MOBIL Oil Austria GmbH**  
1040 Wien, Argentinierstraße 23

**MOL Austria Handels GmbH**  
„Marriott“-Parkring-City-Center  
1010 Wien, Gartenbaupromenade 2

**OMV Aktiengesellschaft**  
1020 Wien, Trabrennstraße 6-8

**OMV Exploration & Production GmbH**  
1020 Wien, Trabrennstraße 6-8

**OMV Austria Exploration & Production GmbH**  
2230 Gänserndorf, Protteser Straße 40

**OMV Refining & Marketing GmbH**  
1020 Wien, Trabrennstraße 6-8

**OMV Solutions GmbH**  
1020 Wien, Trabrennstraße 6-8

**Österreichischer Verband für Flüssiggas**  
1010 Wien, Schuberting 14

**Rohöl-Aufsuchungs AG**  
1015 Wien, Schwarzenbergplatz 16

**Rumpold Energie & Brennstoffhandels GesmbH**  
8793 Trofaiach, Roseggergasse 4

**Services Petroliers Schlumberger**  
Zweigniederlassung Ennsdorf  
4482 Ennsdorf, Brunnenstraße 15

**Shell Austria GmbH**  
1220 Wien, Lobgrundstraße 3

**Transalpine Ölleitung in Österreich Ges.m.b.H.**  
9971 Matrei in Osttirol, Kienburg 11

**Tuboscope Vetco Österreich GmbH**  
2242 Prottes, Bahnhofstraße 49





**Fachverband der Mineralölindustrie  
Österreichs (FVMI)**

A-1045 Wien, Wiedner Hauptstraße 63

T +43 (0)5 90900-4892

F +43 (0)5 90900-4895

[office@oil-gas.at](mailto:office@oil-gas.at)

[www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at)