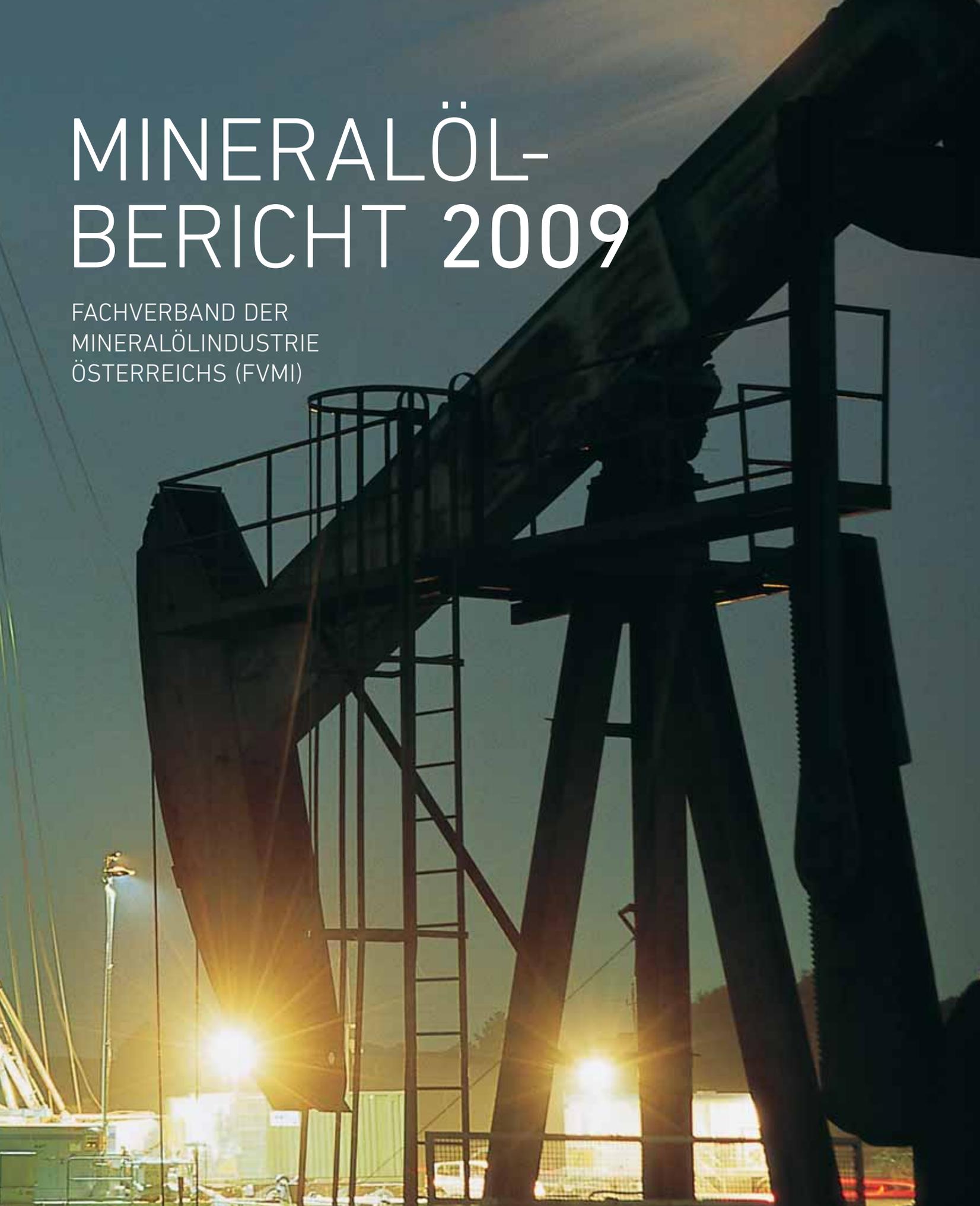


MINERALÖL- BERICHT 2009

FACHVERBAND DER
MINERALÖLINDUSTRIE
ÖSTERREICHS (FVMI)



KENNZAHLEN / KEY FIGURES

Österreichische Mineralölindustrie Austrian Petroleum Industry

		2009	2008	2007	2006	2005
Anzahl der Mitgliedsunternehmen <i>Number of association companies</i>		23 23	23 23	25 25	25 25	24 24
Abgesetzte Produktion (Konj.-Statistik) <i>Sold production</i>	Mio EUR <i>EUR mn</i>	7.232 7,232	10.224 10,224	8.040 8,040	8.054 8,054	6.855 6,855
Beschäftigte <i>Total employees</i>		3.510 3,510	3.725 3,725	4.066 4,066	3.923 3,923	3.911 3,911
davon Arbeiter <i>there of Blue-Collar</i>		889 889	1.050 1,050	1.321 1,321	1.346 1,346	1.340 1,340
davon Angestellte <i>thereof White-Collar</i>		2.520 2,520	2.500 2,500	2.590 2,590	2.500 2,500	2.500 2,500
davon Lehrlinge <i>thereof Apprentices</i>		101 101	175 175	155 155	77 77	71 71
Erdölförderung Inland inkl. NGL <i>Domestic oil production (incl. NGL)</i>	t <i>tons</i>	998.451 998,451	942.030 942,030	944.741 944,741	944.641 944,641	933.040 933,040
Erdgasförderung Inland <i>Domestic natural gas production</i>	Mrd m ³ n <i>m³n bn</i>	1,580 1.580	1,532 1.532	1,848 1.848	1,819 1.819	1,637 1.637
Rohölimport <i>Crude oil import</i>	Mio t <i>tons mn</i>	7,425 7.425	7,946 7.946	7,645 7.645	7,698 7.698	7,837 7.837
Erdgasimport <i>Natural gas import</i>	Mrd m ³ n <i>m³n bn</i>	9,463 9.463	9,779 9.779	8,740 8.740	9,212 9.212	9,180 9.180
Rohöltransport – Pipelines ¹ <i>Oil transport – Pipelines¹</i>	Mio t <i>tons mn</i>	7,400 7.400	7,900 7.900	7,602 7.602	7,831 7.831	7,874 7.874
Rohölverarbeitung inkl. Halbfabrikate <i>Oil refining incl. semifinished products</i>	Mio t <i>tons mn</i>	8,93 8.93	9,38 9.38	9,09 9.09	8,81 8.81	9,00 9.00
Mineralölverbrauch Inland <i>Domestic oil consumption</i>	Mio t <i>tons mn</i>	11,297 11.297	11,919 11.919	12,009 12.009	12,785 12.785	12,856 12.856
Mineralölimporte – Produkte <i>Petroleum imports – products</i>	Mio t <i>tons mn</i>	6,242 6.242	6,719 6.719	6,808 6.808	7,142 7.142	6,987 6.987
Mineralölexporte – Produkte <i>Petroleum exports – products</i>	Mio t <i>tons mn</i>	2,171 2.171	2,441 2.441	2,125 2.125	1,635 1.635	2,083 2.083
Erdgasverbrauch Inland <i>Domestic gas consumption</i>	Mrd m ³ n <i>m³n bn</i>	8,130 8.130	8,391 8.391	7,939 7.939	8,456 8.456	9,061 9.061
Anzahl der Tankstellen ² <i>Number of filling stations total²</i>		2.716 2,716	2.802 2,802	2.810 2,810	2.812 2,812	2.833 2,833
davon Major-branded <i>thereof major-branded</i>		1.663 1,663	1.809 1,809	1.844 1,844	1.921 1,921	1.950 1,950
Anzahl der Kraftfahrzeuge <i>Car population</i>		5.981.075 5,981,075	5.873.281 5,873,281	5.796.973 5,796,973	5.722.624 5,722,624	5.646.882 5,646,882
davon PKW und Kombi <i>thereof passenger cars and station wagons</i>		4.359.944 4,359,944	4.284.919 4,284,919	4.245.583 4,245,583	4.204.969 4,204,969	4.156.743 4,156,743

¹ Adria-Wien-Pipeline / Adria-Wien-Pipeline

² Zuzüglich 302/302/300/314/324 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft / Excluding 302/302/300/314/324 agricultural diesel-outlets

MINERALÖL- BERICHT 2009

Die Fotos im Mineralölbericht widmen sich in diesem Jahr der Erdöl- und Erdgasproduktion aus dem so genannten Upstream-Bereich.

Wir danken der OMV AG und der RAG AG für das zur Verfügung gestellte Bildmaterial.

Vorwort	04
Österreichs Wirtschaft 2009	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
Pflichtnotstandsreserven	39
Moderne Öl-Brennwerttechnik	42
Logistik	43
Sicherheits Zertifikat Contractoren	44
Kollektivvertragsabschlüsse	45
Globale Rohöl- und Mineralölbilanz	46
Mitglieder des Fachverbandes	47
<i>Preface</i>	48
<i>The Austrian Economy in 2009</i>	49
<i>Introduction to the Association</i>	50
<i>The Austrian Petroleum Industry in 2009</i>	51



Obwohl sich im Laufe des Jahres die Weltwirtschaft allmählich von der im zweiten Halbjahr 2008 einsetzenden Rezession leicht erholte, waren die Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise im Energiebedarf deutlich erkennbar. So ist der globale Primärenergieverbrauch 2009 erstmals seit 1982 gesunken und lag um 1% unter dem Wert von 2008. Dabei ging der Ölverbrauch weltweit mit 1,7% stärker als der Schnitt aller Primärenergieträger zurück. Auch Österreich konnte sich dem Konjunkturabschwung nicht entziehen, der Energieverbrauch zeigte in Österreich einen signifikanten Rückgang gegenüber dem Vorjahr. Der weltweite Nachfragerückgang hat den Ölpreis zu Jahresbeginn mit etwa 40 USD/bbl vorübergehend auf Talfahrt geschickt. Im Laufe des Jahres kletterte der Ölpreis, unterbrochen von vorübergehenden Preisrückgängen im Sommer, bis November wieder auf knapp 80 USD/bbl.

Die Preisentwicklung bei Ottokraftstoff verlief am Mineralölproduktenmarkt in Rotterdam ähnlich, die Preise waren im Vergleich zum Jahresbeginn am Jahresende um rund 60% höher. Bei Diesel war die Entwicklung aufgrund der geringeren Nachfrage mit einem Plus von rund 35% nicht so ausgeprägt, das Preisniveau war aber zu Jahresbeginn 2009 noch deutlich höher als bei Ottokraftstoff. Die Folge war, dass im Frühjahr der vor 2008 übliche niedrigere Tankstellenpreis bei Diesel, bedingt durch den geringeren Mineralölsteuersatz, wieder mit einigen Cent unter dem Benzinpreis lag. Aufgrund der hohen Lagerbestände und der geringeren Nachfrage sanken die Raffineriemargen in Europa um über 60% und die Auslastungen der Raffinerien gingen zurück.

Der österreichische Tankstellenmarkt war auch 2009 durch eine hohe Tankstellendichte und einen harten Wettbewerb gekennzeichnet. Der Preiskampf der Tankstellen untereinander war intensiv, was einerseits die Konsumenten freute, für die Mineralölunternehmen aber das Schließen zahlreicher Tankstellen bedeutete. Leider wird in der medialen oft unsachlichen Diskussion über die Treibstoffpreise vergessen, dass die Mineralölunternehmen des Fachverbandes für eine nachhaltige und flächendeckende Versorgung sorgen, meist 365 Tage im Jahr, oft rund um die Uhr, und das nicht nur in Ballungsräumen, sondern auch in wirtschaftlich weniger attraktiven Randlagen. Die schwierigen Verdienstmöglichkeiten spiegeln sich in den bescheidenen Brutto-Tankstellenmargen wider. Österreich rangiert bei den Spannen, wie Untersuchungen im mittel- und westeuropäischen Raum immer wieder zeigen, im untersten Bereich.

Da der Treibstoffmarkt einen breiten Raum in der öffentlichen Diskussion einnimmt, hat sich der Fachverband der Mineralölindustrie im abgelaufenen Jahr in zahlreichen Presseausstrahlungen, in Journalistengesprächen, in Interviews und mit einer Tankstellen-Infokampagne diesem Thema wieder intensiv gewidmet. Doch darüber hinaus dürfen die umfassenden Fachbereiche, die vom Fachverbandsbüro gemeinsam mit den Firmenvertretern in zahlreichen Arbeitskreissitzungen und Besprechungen mit Behörden auf allen Ebenen bearbeitet werden und zu Stellungnahmen der Branche führen, nicht vergessen werden. Ich denke dabei in den Up- und Downstream-Bereichen an Energie- und Umweltthemen, Kollektivverträge, Sicherheits- und Logistikfragen, Kraft- und Heizstoffthemen, Biokraftstoffe, Normen, REACH, Abfallfragen und vieles mehr.

Gerne war ich über acht Jahre Obmann dieses Fachverbandes, für dessen Eigenständigkeit ich mich eingesetzt habe. Anlässlich der WKÖ-Wahlen habe ich beschlossen, bereits im Juni 2010 die Obmannschaft an meinen zukünftigen Nachfolger in der OMV, Dr. Gerhard Roiss, zu übergeben. Ich wünsche ihm viel Freude und Erfolg in dieser Funktion und bedanke mich an dieser Stelle bei allen Mitgliedsunternehmen für ihre Unterstützung und die ausgesprochen gute Zusammenarbeit im Fachverband der Mineralölindustrie.

Wien, im September 2010

Gen.Dir. KommR Dr. Wolfgang Rutenstorfer
Obmann des Fachverbandes der Mineralölindustrie (FVMI),
bis 8. Juni 2010

Bereits im zweiten Halbjahr 2008 war die österreichische Wirtschaft von der internationalen Finanzmarkt- und Wirtschaftskrise betroffen, 2009 brachen dann der Export und die Sachgütererzeugung ein. Mit real $-3,9\%$ sank das Bruttoinlandsprodukt in Österreich 2009 so stark wie seit über 60 Jahren nicht mehr. Die Industrieproduktion lag erheblich unter dem Vorjahresniveau. Der merkliche Rückgang der Rohstoffpreise und der Konjunkturunbruch hatten eine spürbare Reduzierung des allgemeinen Preisauftriebes zur Folge. Im Jahresdurchschnitt 2009 verlangsamte sich die Inflation auf $0,5\%$, im Jahr davor lag die Inflationsrate bei $3,2\%$. Laut WIFO schrumpfte Österreichs Wirtschaft im ersten Quartal 2009 um $4,9\%$ gegenüber dem Vorjahr. Auch im zweiten Quartal nahm die Wirtschaftsleistung ab, jedoch verlangsamte sich die Abwärtstendenz zusehends. Ab der Jahresmitte war im Vergleich zum Vorjahr wieder ein Wachstum zu beobachten.

Österreichs Industrie hat 2009 das tiefste Konjunkturtal seit 1945 durchschritten, das Krisenjahr wirkte sich dramatisch auf die Auftragslage in den Unternehmen aus. Die Produktion ging auf das Niveau von 2005 zurück und reduzierte sich um 25 Mrd EUR bzw. um -18% auf 113,6 Mrd EUR. Keine Branche der Industrie blieb 2009 von Produktionseinbrüchen verschont. Ein ähnliches Bild zeigt die Exportbilanz. 2009 sind die österreichischen Ausfuhren weltweit um knapp 20% bzw. um 23,4 Mrd EUR auf insgesamt 94,2 Mrd EUR gesunken.

Um die Folgen der Wirtschaftskrise abzufedern, setzte die Wirtschaftspolitik in Österreich fiskalische Maßnahmen. Der private Konsum profitierte von der Steuerreform und dem Familienpaket zur Stärkung der Kaufkraft der privaten Haushalte. Trotz Krise kam es zu einem realen Konsumzuwachs. Der Konsum war 2009 in Österreich das einzige Nachfrageaggregat, das keinen Rückgang auswies.

Im Februar 2009 ging die Anzahl der unselbständigen Beschäftigungsverhältnisse aufgrund der Konjunkturverschlechterung – insbesondere in der Industrie – erstmals seit März 2003 zurück. Da auch die Beschäftigung im Dienstleistungssektor im Laufe des zweiten Quartals zunehmend unter Druck geriet, beschleunigte sich der Beschäftigungsabbau. Insgesamt verringerte sich die Anzahl der unselbständig Beschäftigten im Jahr 2009 um $1,4\%$ auf insgesamt 3.259.310 Personen. Die Ausländerbeschäftigung 2009 ging um $1,3\%$ auf 430.500 Beschäftigte zurück. Hingegen stieg neuerlich die Anzahl der Selbständigen und mithelfenden Familienangehörigen 2009 auf insgesamt 423.400 Personen. Die Arbeitslosenzahl erhöhte sich im Jahresdurchschnitt um 48.100 auf 260.300 Personen. Die Arbeitslosenquote betrug in Österreich $7,2\%$, laut Eurostat (Labour Force Survey) waren es $4,8\%$. Als Reaktion auf die deutliche Zunahme der Arbeitslosigkeit wurden unter anderem zwei Arbeitsmarktpakete beschlossen sowie bereits im Februar 2009 das bisher kaum genutzte Instrument der Kurzarbeit flexibler gestaltet.

Laut WIFO dämpfte die Krise den Energieverbrauch massiv um etwa 4% . Auch das Energiepreisniveau wurde durch die Wirtschaftskrise deutlich beeinflusst. Der im Jahresdurchschnitt 2008 merklich auf 97 USD/bbl gestiegene Erdölpreis fiel im Jahr 2009 auf $61,5$ USD/bbl. Auf Euro-Basis verlief die Entwicklung ähnlich, da der Dollar zum Euro 2009 nur geringfügig an Stärke gewinnen konnte (1 EUR notierte im Jahresdurchschnitt mit $1,39$ USD). Auf die Treibstoff- und Heizölpreise wirkte sich die Verbilligung von Rohöl markant aus. In Österreich wurden 2009 laut Verbrauchsstatistik des BMWFJ mit $11,3$ Mio Tonnen um $5,2\%$ weniger Mineralölprodukte verbraucht als im Vorjahr. Bemerkenswert waren der Rückgang des Dieserverbrauchs gegenüber dem Vorjahr um $3,2\%$ auf $5,95$ Mio Tonnen und der Rückgang bei Heizöl Extraleicht um $11,3\%$ auf $1,46$ Mio Tonnen. Der Verbrauch von Benzin erhöhte sich hingegen geringfügig um $0,4\%$ auf $1,84$ Mio Tonnen.

Der Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) ist ein bundesweiter Industrieverband im Bereich der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ). Er ist eine Körperschaft öffentlichen Rechts und vertritt die fachlichen Interessen seiner Mitglieder. Der Fachverband 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.

In den Aufgabenbereich des FVMI fallen neben der umfangreichen gesetzlichen Interessenvertretung gemäß Wirtschaftskammergesetz (WKG) die regelmäßigen Preis- und Mengenabfragen, wie die wöchentliche Erhebung der Tankstellenpreise bei Treibstoffen gemäß Preistransparenzgesetz für einen EU-weiten Vergleich, die firmenneutralen Auswertungen sowie Preisabfragen für Regionalzonen im Inland für das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ).

Die jährlichen Kollektivvertragsverhandlungen mit den Gewerkschaften der Privatangestellten, Druck, Journalismus, Papier sowie PRO-GE für über 3.500 Beschäftigte sind eine zentrale Aufgabe des Fachverbandes. Der gemeinsame Kollektivvertrag für die ArbeitnehmerInnen in der Mineralölindustrie Österreichs wird als Druckwerk und auf der FVMI-Homepage (auch als PDF in Englisch verfügbar) sowie in der Kollektivvertrags-Datenbank der WKÖ veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert.

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 usw.), steuer-, gewerberechts- und sozialpolitische Themen, werden vom Fachverband der

Mineralölindustrie in Zusammenarbeit mit Firmenvertretern fachlich und organisatorisch (Arbeitskreise) betreut. Der Fachverband gibt branchenspezifische Informationen sowie Mitteilungen über allgemeine wirtschaftliche Themen in Zusammenarbeit und Abstimmung mit der Bundessparte Industrie und den zuständigen Fachabteilungen der WKÖ an seine Mitgliedsunternehmen weiter. Fachverbandstätigkeiten sind unter anderem:

- Zusammenwirken mit dem BMWFJ 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
- Organisation und Abhaltung von jährlich mehrmals tagenden Arbeitskreissitzungen für Bereiche wie Commercial, Public Relations, Retail, Statistik, Transportlogistik, HSSE, REACH, Biokraftstoffe und Abfall
- Presseaussendungen und Stellungnahmen im Print-, Rundfunk- und Fernsehbereich zu Themen der Marktentwicklung bei Rohöl- und Treibstoffen sowie der Versorgung mit Mineralölprodukten
- Regelmäßige Aktualisierung der Fachverbandswebsite (www.oil-gas.at) und Erstellung des Jahresberichtes
- Mitwirken als Trägerorganisation in der Arbeitsgemeinschaft „Flüssige Biokraftstoffe“ und als Gesellschafter in der Heizen mit Öl GmbH
- Kooperation mit der Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen GmbH
- Fachliche und finanzielle Unterstützung der ÖGEW (Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften)

Obmann

KommR Dr. Wolfgang RUTTENSTORFER
(bis 8. Juni 2010)
Generaldirektor OMV AG

Dr. Gerhard ROISS
(ab 8. Juni 2010)
Generaldirektor-Stv. OMV AG

Stellvertreter

Manfred KILLIAN
Geschäftsführer Zweigniederlassung BP Austria,
BP Europa SE

Ing. Friedrich SCHALK
Geschäftsführer Shell Austria GmbH

Mitglieder

Mag. Peter ANNAWITT
Geschäftsführer Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.

Dkfm. Olaf BORBOR
Geschäftsführer Conoco-Phillips Austria GmbH

Mag. Heinrich HOLZER
OMV Solutions GmbH

Mag. Manfred LEITNER
Direktor OMV Refining & Marketing GmbH

Fachverbands-Geschäftsstelle

Dr. Christoph CAPEK
Geschäftsführer

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

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

Dipl.-Ing. Markus MITTEREGGER
Generaldirektor Rohöl-Aufsuchungs AG

Dr. Barbara PRIESCHING
Geschäftsführerin Esso Austria GmbH

Dipl.-Ing. Sanders SCHIER
Geschäftsführer Transalpine Ölleitung in Österreich Ges.m.b.H.

Dipl.-Ing. Reinhard SCHWEIFER
Vorstandsdirektor BEGAS Burgenländische Erdgasversorgungs-AG

Dr. Mario SILLA
Geschäftsführer Agip Austria GmbH

Dr. Stefan TOMANN
Geschäftsführer Adria-Wien Pipeline Ges.m.b.H.

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

Dipl.-Ing. Juraj VOZÁRIK
Geschäftsführer MOL Austria Handels GmbH

Kooptierte Mitglieder

Dr. Georg HORACEK
Direktor OMV AG

Günter DOPPELHOFER
Geschäftsführer Rumpold Energie & Brennstoffhandels GesmbH

Bärbel AHMON
FVMI-Sekretariat, SCC

Alessandra FABRO
FVMI-Sekretariat, Statistik

Sabine JEHOTEK
ÖGEW-Sekretariat





Erdöl findet sich hauptsächlich fein verteilt im Sandstein und im klüftigen Kalkstein, die von undurchlässigen Schichten bedeckt sind. Es ist ein natürlich vorkommendes Gemisch aus vorwiegend Kohlenwasserstoffen verschiedenster Zusammensetzung (besonders Paraffine, Naphthene, Aromaten). Farbe und Konsistenz variieren von transparent und dünnflüssig bis tiefschwarz und dickflüssig. Außer Kohlenstoff (83 bis 87 Gew.-%) und Wasserstoff (11 bis 15 Gew.-%) kommen im Erdöl in wesentlich geringeren Mengen und unterschiedlicher Konzentration Schwefel (bis 6 Gew.-%), Stickstoff, Sauerstoff und Methan vor, in Spuren sind auch 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. In Österreich wird in wirtschaftlich relevanten Mengen Erdöl im Wiener Becken und in der Molassezone (Oberösterreich, Salzburg) gefördert.

Erdgas ist eine Sammelbezeichnung für brennbare, überwiegend aus Methan bestehende Naturgase, deren weitere Bestandteile unter anderem Ethan, Propan, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und in einigen Fällen auch Schwefelwasserstoff sind. Erdgas ist zum Teil gemeinsam mit Erdöl entstanden oder hat sich aus Kohle gebildet. Erdgas ist ein ungiftiges, brennbares farb- und in der Regel geruchloses Naturgas, das in unterirdischen Lagerstätten vorkommt. Um eventuell austretendes Erdgas orten zu können, wird es mit einem Duftstoff versehen, der für den klassischen Gasgeruch verantwortlich ist. Auch Erdgas wird seit Jahrzehnten im Wiener Becken und in der Molassezone erfolgreich gefördert und trägt nicht unwesentlich zur Versorgungssicherheit Österreichs mit Energie für Haushalte, Industrie und Stromerzeugung bei.

OMV-INLANDSAKTIVITÄTEN

Per Jänner 2009 beliefen sich die OMV-Aufsuchungsgebiete auf 5.302 km² und blieben gegenüber 2008 unverändert.

Seismik

2009 wurde mit einem Fremdtrupp aus Polen (Geofizyka Krakow) eine kurze 2D-Seismiklinie im Gebiet der Gemeinde Drösing (Aufsuchungsgebiet „ÖMV Niederösterreich“) an der Staatsgrenze zur Slowakischen Republik gemessen. Sie soll OMV Austria Exploration & Production GmbH die Korrelation

zwischen unterschiedlichen Surveys in Österreich und der Slowakei ermöglichen. Die in den Vorjahren gewonnenen Daten wurden wieder im OMV-eigenen Processingcenter einer kontinuierlichen Auswertung unterzogen.

Geochemie

2009 ließ die OMV Austria Exploration & Production GmbH eine geochemische Untersuchung durch die US-Firma Gore zur Erkennung von Kohlenwasserstoffen in der Tiefe im Raum Unteresienbrunn (Aufsuchungsgebiet „ÖMV Niederösterreich“) durchführen.

OMV-BOHRTÄTIGKEIT

2009 stellte OMV Austria Exploration & Production GmbH zwei Aufschluss-, vier Erweiterungs-, sechs Produktions- und drei Hilfsbohrungen fertig, die ausschließlich im Aufsuchungsgebiet „ÖMV Niederösterreich“ durchgeführt wurden.

Die OMV brachte im Zuge ihrer Bohraktivitäten 32.988 Bohrmeter nieder, davon entfielen 3.460 m auf Aufschluss-, 8.763 m auf Erweiterungs-, 14.342 m auf Produktions- und 6.423 m auf Hilfsbohrungen. Da die Bohrtätigkeit für 2009 Mitte November eingestellt wurde, nahm die Bohrleistung der OMV gegenüber dem Vorjahr um 14.019 m oder 29,8% ab. Der OMV-Anteil an der heimischen Bohrmeterleistung belief sich auf 40,5%.

Von den niedergebrachten Aufschlussbohrungen „Gänserndorf 4“ und „Stripfing 1“ war keine fründig, von den Erweiterungsbohrungen waren „Strasshof Tief West 1“ gas- und „Prottes Tief West 1“ ölfündig. Fünf der sechs Produktionsbohrungen waren ölfündig.

OMV-AUSLANDSAKTIVITÄTEN

OMV Exploration & Production GmbH war 2009 im Ausland in 16 Ländern (Ägypten, Australien, Färöer-Inseln, Großbritannien, Irak/Region Kurdistan, Irland, Jemen, Kasachstan, Libyen, Neuseeland, Norwegen, Pakistan, Rumänien, Russland, Slowakei und Tunesien) an Explorations- bzw. Produktionsprojekten beteiligt. Dabei hatte OMV die Betriebsführerschaft in Ägypten, Irak/Region Kurdistan, Jemen, Kasachstan,

Bohrmeterleistungen in Österreich

in m	Aufschlussbohrungen	Erweiterungsbohrungen	Produktionsbohrungen	Speicherbohrungen	Hilfsbohrungen	Gesamt 2009	Gesamt 2008	Veränderung
OMV	2 / 3.460	4 / 8.763	6 / 14.342	-	3 / 6.423	32.988	47.007	-29,8%
RAG	6 / 15.006	7 / 13.924	-	11 / 19.553	-	48.483	48.300	0,4%
Gesamt	8 / 18.466	11 / 22.687	6 / 14.342	11 / 19.553	3 / 6.423	81.471	95.307	-14,5%

QUELLE: FIRMENANGABEN

Rumänien, Slowakei, Russland sowie in Teilen von Australien, Großbritannien, Libyen, Neuseeland, Norwegen, Pakistan und Tunesien inne. Die Bohrtätigkeit im Ausland erstreckte sich 2009 auf neun Länder (Großbritannien, Jemen, Kasachstan, Libyen, Neuseeland, Pakistan, Rumänien, Russland, Tunesien), insgesamt wurden 21 Explorations- und sechs Erweiterungsbohrungen abgeschlossen. Dies bedeutet im Vergleich zu 2008 eine Reduktion um die Hälfte.

Die technische Fündigkeitsrate lag bei 48%, die kommerzielle bei 41%. Unter den Bohrungen, die als wirtschaftlicher Erfolg eingestuft werden, waren Ölfunde in Großbritannien, Libyen, Neuseeland und Russland sowie Gasfunde in Rumänien und Tunesien. Darüber hinaus wurden 207 Produktionsbohrungen in Großbritannien, Jemen, Kasachstan, Libyen, Neuseeland, Pakistan, Rumänien und Tunesien niedergebracht. Die Ausgaben für Auslandsexploration (inklusive Petrom) betragen 200 Mio EUR.

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

OMV und NAFTA setzten ihre gemeinsamen geologischen Studien in zwei Explorationslizenzen in der **Slowakei** fort.

In **Libyen** sank die Produktion infolge der Kürzungen der OPEC-Quote auf 29.400 bbl/d (2008: 33.900 bbl/d). Die Entwicklung der Felder NC186 I und NC115 R im Murzuq-Becken wurde fortgesetzt und der Felder NC186 J/K aufgenommen. Im Dezember 2009 wurde die erste Ölproduktion aus dem J-Feld erzielt. Feldentwicklungspläne für Funde im G- und H-Feld des Blocks NC 200 wurden der nationalen Ölgesellschaft vorgelegt. Im Block NC 115 wurde eine 3D-Seismik über 3.800 km² gestartet.

In **Großbritannien** sank die Produktion von 7.800 boe/d auf 6.400 boe/d aufgrund des unerwartet langen Wartungsstillstands im Ölfeld Schiehallion infolge der Überholung des FPSO-(Floating Production Storage and Offloading-)Schiffs sowie eines hohen natürlichen Produktionsabfalls des Feldes. Dies wurde durch eine höhere Produktion im Beryll- und Jade-Feld nur teilweise kompensiert. Das signifikante Potenzial des Rosebank-Fundes wurde durch zwei Erweiterungsbohrungen bestätigt. Das Abteufen der Tornado-Explorationsbohrung westlich der Shetland-Inseln, der ersten Tiefwasserbohrung unter OMV-Betriebsführerschaft, war von einem Öl- und Gasfund gekrönt. Außerdem erweiterte OMV ihre Explorationsflächen westlich der Shetland-Inseln, indem sie von ENI einen 20%-Anteil an einer Lizenz vor den Färöer-Inseln erwarb.

In **Norwegen** stärkte OMV ihr Explorationsportfolio durch den Erwerb dreier Lizenzen in der Barentssee und einer Lizenz in der norwegischen Nordsee. OMV hält nun acht Lizenzen in Norwegen, fünf davon als Betriebsführer.

In **Pakistan** sank die Produktion auf 14.300 boe/d (2008: 17.000 boe/d), was auf die Nichteinbeziehung von Inertgasen in die Produktionsmenge und eine geringere Förderung des Miano-Feldes zurückzuführen war.

In den zwei Explorationsblöcken Mala Omar und Shorish im **Irak (Region Kurdistan)** wurde die Akquisition und Auswertung umfangreicher 2D-Seismik abgeschlossen. Ebenso wurde die erste Explorationsbohrung Shorish 1 vorbereitet und noch im Dezember 2009 zu bohren begonnen. Im Mai 2009 wurde ein 10%-Anteil an der Pearl Petroleum Company erworben.

Im **Jemen** trug das Ölfeld Habban 6.300 bbl/d zur Produktion bei (2008: 3.300 bbl/d). Die Implementierungsphase wird mit 17 Bohrungen vorangetrieben. Die Errichtung der zentralen Verarbeitungsanlage machte Fortschritte.

In **Australien** konnte die OMV die nicht zum Kerngeschäft gehörenden Assets in der Timorsee veräußern.

In **Neuseeland** wurde die Produktion durch die Inbetriebnahme des Ölfeldes Maari im ersten Quartal 2009 mit 24.700 boe/d (2008: 13.100 boe/d) beinahe verdoppelt. Die Bohrkampagne im Maari-Feld umfasste sechs Entwicklungs- und drei Injektionsbohrungen. Um die Manaia-Struktur in der Maari-Lizenz zu evaluieren und in Produktion zu nehmen, wurde eine Extended Reach-Bohrung mit einer Länge von rund 8.000 m von einer Bohrplattform aus erfolgreich abgeteuft.

In **Tunesien** sank die Förderung durch natürlichen Produktionsabfall auf 7.400 boe/d (2008: 9.000 bbl/d). Im Feld Ashtart wurde ein Modernisierungsprojekt gestartet, um diesem entgegenzuwirken. Ende 2009 begann OMV eine Bohrkampagne zur Exploration und Evaluierung des Blocks Jenein Sud im südlichen Tunesien. Im Sidi Mansour-Block im Golf von Gabès wurde die Akquisition von 500 km² 2D-Seismik erfolgreich abgeschlossen.

In **Ägypten** wurde die 2008 akquirierte 1.500 km² 3D-Seismik im OMV-betriebenen Offshore-Block 11 (Obayeid) im östlichen Mittelmeer evaluiert.

In **Rumänien** hält Petrom 15 Onshore- und zwei Offshore-Explorationsblöcke mit einer Gesamtgröße von 59.100 km² und betreibt 256 Öl- und Gasfelder mit einer durchschnittlichen Tagesproduktion von 180.800 boe/d (2008: 188.500 boe/d). Der geringfügige Rückgang war auf den natürlichen Produktionsabfall und eine geringere Zahl neuer Bohrungen zurückzuführen. Die Gasförderung wurde durch einen Nachfragerückgang bei lokalen Düngemittelherstellern und industriellen Abnehmern beeinträchtigt. Die erste Ölproduktion aus der Offshore-Bohrung Delta 6 wurde im Juli erzielt, Lebada Vest 4 begann im August zu produzieren. Im Joint Venture mit ExxonMobil wurde im November die Akquisition von 3D-Seismik im Tiefwasserblock Neptun im Schwarzen

Meer abgeschlossen. Mit einer Fläche von rund 3.200 km² war es das bisher größte Gebiet Rumäniens, das 3D-seismisch untersucht wurde.

In **Kasachstan** stieg die Förderung um 9% auf 6.300 boe/d (2008: 5.700 boe/d), eine Folge der Inbetriebnahme des Ölfeldes Komsomolskoe im Juni. Per Ende Dezember akquirierte Petrom das Unternehmen Korned LLP, den Eigentümer des Ölfundes Kultuk, 34 km nordwestlich von Komsomolskoe.

In **Russland** gelangt mit dem Öl-, Gas- und Kondensatfund Lugovaya 1 in der Kamenski-Lizenz (Provinz Saratov) der erste Explorationserfolg.

OMV-AUSBLICK 2010

In E&P wird eine Produktionssteigerung erwartet, da die 2009 in Betrieb genommenen Ölfelder Maari (Neuseeland) und Komsomolskoe (Kasachstan) ihre maximale Förderleistung erreichen sollen. Das Produktionsziel berücksichtigt erwartete Beschränkungen durch OPEC-Quoten sowie die Nichtberücksichtigung der Inertgas-Produktion in manchen Ländern. Im erworbenen Ölfund Kultuk (Kasachstan) ist als erste Aktivität die Akquisition einer 3D-Seismik vorgesehen. In der Region Kurdistan (Irak) wird in der ersten Jahreshälfte 2010 die erste Explorationsbohrung unter OMV-Betriebsführerschaft abgeschlossen. In Großbritannien sind konzentrierte Anstrengungen zur Evaluierung des Tornado-Fundes vorgesehen. In Österreich wird mit Jahresmitte wieder die Bohrtätigkeit aufgenommen.

Schwerpunkte in Rumänien werden das Projekt zur Erleichterung der Gasförderung aus Niedrigdruckbohrungen in Hurezani mit der Errichtung einer Kompressorstation sowie die Planung und Durchführung von Neuentwicklungsprojekten und die Straffung der Organisation sein. Um den natürlichen Förderabfall zu minimieren, wird die Konzentration auf das Lagerstättenmanagement, Anschlussbohrungen und ein fokussiertes Wartungsprogramm fortgesetzt. Im Hinblick auf das Produktionswachstum wird der Schwerpunkt auf der Akquisition von Reserven und produzierenden Feldern liegen.

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 2010 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 älteste in Österreich bestehende Unternehmen auf dem Gebiet der Erdölsuche und -förderung. So geht die Entdeckung von Öl und Erdgas im Wiener Becken auf das Jahr 1937 zurück. Seit ihrer Gründung 1935 hat die RAG an ihren österreichischen Standorten mehr als 14 Mio t Erdöl und mehr als 23 Mrd m³ Erdgas gefördert. Die Konzessionsgebiete konnten in den letzten Jahren auf mehr als 8.200 km² erweitert werden, wobei rund 60% in Österreich und 40% in Bayern liegen. 2009 wurde eine Tochtergesellschaft, RAG Hungary, gegründet und mit rund 26% hat sich die RAG an einem Shale Gas-Projekt in Polen beteiligt. Neben der Auffindung von Kohlenwasserstoffen ist die Speicherung von Erdgas ein weiteres bedeutendes Geschäftsfeld der RAG.

Seismik

Der Seismik-Trupp der Firma DMT in Essen hat im Jahr 2009 geophysikalische Messarbeiten im Auftrag der RAG im Aufsuchungsgebiet „RAG Oberösterreich-Niederösterreich“ durchgeführt. Beim Attergau-3D-Seismikprojekt wurde mit der Benachrichtigung der Grundeigentümer im März begonnen. Die Messarbeiten begannen nach der Schneeschmelze im Mai westlich vom Irrsee. Aufgrund der schlechten Witterungsverhältnisse im Sommer 2009 konnte von geplanten 465 km² bis Mitte Oktober nur der Teil bis zum Attersee-Ostufer abgeschlossen werden. Die Messung östlich des Attersees soll 2010 fortgesetzt werden. Die gemessene Fläche beträgt 246,3 km². Im Aufsuchungsgebiet „RAG Salzburg“ wurde beim Attergau-3D-Seismikprojekt mit der Benachrichtigung der Grundeigentümer ebenfalls im März begonnen. Im Konzessionsgebiet RAG Salzburg wurden die Arbeiten bereits im Juli 2009 abgeschlossen. Die gemessene Gesamtfläche beträgt 16 km².

RAG-BOHRTätigkeit

2009 wurden im Aufsuchungsgebiet „RAG Oberösterreich-Niederösterreich“ zehn Tiefbohrungen und im Aufsuchungsgebiet „RAG Salzburg“ 14 Tiefbohrungen niedergebracht und davon 22 abgeschlossen. Elf der angeführten Tiefbohrungen waren Speicherbohrungen (Zagling Speicher ZGSP 3/3A/4, Nussdorf Speicher NUSP 201/202/101/102), zwei Bohrungen (NUSP 103 und Haidach Speicher HSP 107) befanden sich in der Testphase und zwei Bohrungen (NUSP 104 und HSP 108) werden erst 2010 abgeschlossen. Von den sechs niedergebrachten Aufschlussbohrungen wurden alle im Berichtsjahr abgeschlossen. Davon waren fünf (Kindstal 1, Schneegattern 1, Thal 2, Rixing 1 und Spielberg 1) nicht fündig und eine Bohrung (Oberholz 1) befindet sich noch im Test. Von den sieben abgeschlossenen Erweiterungsbohrungen waren vier gasfündig (Munderfing 15, Lauterbach 7A/8 und Atzbach 27), eine war ölfündig (Bad Hall 4) und zwei Bohrungen (Lauterbach 7 und Bad Hall 5) waren nicht fündig.

ERDÖL

Wegen der Rezession ist der weltweite Primärenergieverbrauch zum ersten Mal seit 1982 gesunken, gegenüber 2008 betrug das Minus 1,1% (Statistical Review of World Energy, June 2010). Besonders deutlich fiel der Rückgang in Japan (-8,6%), in Russland (-6,4%), in der EU (-5,6%) und in den USA (-5,0%) aus. In China nahm der Verbrauch hingegen um 8,7% zu, in Indien um 6,6%. Der Ölverbrauch sank 2009 weltweit um 1,7% stärker als der Schnitt aller Primärenergieträger. Diese Entwicklung spiegelt sich auch in der Erdölförderung wider, die mit 3,82 Mrd t um 3,0% geringer war als 2008. Der OPEC-Anteil belief sich auf 1,57 Mrd t (-7,6%) und entsprach einem Anteil an der Gesamtproduktion von 41,2%. Hingegen reduzierte sich die Erdölaufbringung in den OECD-Ländern nur unwesentlich um 0,2%, in den GUS-Ländern stieg die Ölproduktion um 3,0%. Russland war das Land mit der größten Produktion (494 Mio t; +1,2%), an zweiter Stelle folgte Saudi-Arabien, das 2008 noch an der Spitze lag (460 Mio t; -10,8%), an dritter Stelle lagen wieder die USA (325 Mio t; +7,0%).

Inlandsförderung

In Österreich erhöhte sich 2009 die Ölproduktion deutlich, auch die Gasproduktion nahm zu. Konkret stieg die Jahresgesamtförderung von Erdöl inklusive von Natural Gas Liquids (NLG) um 56.421 t auf 998.451 t (+6%). Die Erdölproduktion

im engeren Sinn (ohne NGL) belief sich auf 905.031 t (+5%), wobei 804.400 t im Wiener Becken und 100.632 t in der Molassezone gefördert wurden. Die Produktion von NGL betrug 93.420 t, davon 99,7% im Wiener Becken. Von der 998.451 t umfassenden Erdölgesamtproduktion förderte OMV 87,6% (874.709 t) und RAG 12,4% (123.743 t). Die Verteilung auf die beiden Förderprovinzen ergab 89,9% (897.558 t) für das Wiener Becken und 10,1% (100.893 t) für die Molassezone.

Erdölreserven in Österreich

Die von der Geologischen Bundesanstalt (GBA) gemeinsam mit OMV Austria E&P und RAG durchgeführten Berechnungen und Schätzungen der österreichischen Kohlenwasserstoffreserven ergaben mit Stichtag 31. Dezember 2009 gewinnbare Erdölreserven (inkl. NGL) von rund 12,2 Mio t. Dieser Wert bezieht sich auf die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Vorräte und liegt mit 700.000 t unter dem Vorjahreswert von 12,9 Mio t. Die Reichweite ist somit etwas gesunken und umfasst bei Fortsetzung der heutigen Förderaktivitäten rund zwölf Jahresförderungen. Darüber hinausgehende mögliche Vorräte weist die GBA nicht aus.

Erdölreserven weltweit

Bei der Berechnung werden nur jene Ölvorkommen herangezogen, die mit heutigen Techniken und zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbar und durch Bohrungen tatsächlich

Rohölförderung in Österreich

in t	2009	2008	Veränderung
OMV (86,4%)	781.550	758.000	3,1%
davon in NÖ	781.550	758.000	3,1%
RAG (13,6%)	123.481	103.639	-19,1%
davon in NÖ	22.850	24.373	-6,2%
davon in OÖ	100.632	79.266	27,0%
Gesamt	905.031	861.639	5,0%

Rohölförderung 2005 bis 2009

in t	2005	2006	2007	2008	2009
Rohölförderung	854.775	856.274	853.549	861.639	905.031
Veränderung	-36.479	1.499	-2.725	8.090	43.392
in %	-4,1%	0,2%	-0,3%	0,9%	5,0%

NGL-Förderung in Österreich

in t	2009	2008	Veränderung
NGL-Förderung	93.420	80.391	16,2%
davon OMV	93.159	79.960	16,5%
davon RAG	261	431	-39,4%

Fördersonden 2005 bis 2009

	2005	2006	2007	2008	2009
Pumpsonden	567	544	573	556	537
Gasliftsonden	163	144	130	123	108
Eruptivsonden	37	32	27	20	22
Gesamt	767	720	730	699	667

bestätigt sind. Ende 2009 betragen diese 184,7 Mrd t, das sind +0,9% gegenüber dem Vorjahr. Einen markanten Anstieg gab es nach vorläufigen Ergebnissen in Qatar, ansonsten blieben die Erdölreserven weltweit etwa gleich. Das Land mit den größten nachgewiesenen Rohölreserven ist Saudi-Arabien mit rund 36 Mrd t, gefolgt von Venezuela (25 Mrd t), dem Iran (19 Mrd t), dem Irak (16 Mrd t) und Kuwait (14 Mrd t). Mit rund 130 Mrd t verfügen die zwölf OPEC-Staaten über 70% der weltweiten Rohölreserven, die EU zum Vergleich über rund 800 Mio t.

Die „Ölreichweite“, eine Stichtagsbetrachtung, die das Verhältnis der bestätigten weltweiten Reserven zum weltweiten Verbrauch des jeweiligen Jahres darstellt, beträgt somit gleichbleibend etwa 47 Jahre. Die Entölungsmöglichkeiten einer Lagerstätte, die heute bei etwa 35 bis 40% liegen, werden sich durch technische Fortschritte in Zukunft weiter erhöhen und die Ölreichweite verlängern. Ebenso werden die Tiefseevorkommen vor den Küsten in Brasilien und Westafrika zu einer weiteren Erhöhung der Reserven führen.

Erdölimporte

Die Rohölimporte nach Österreich beliefen sich 2009 auf etwa 7,4 Mio t und waren um 6,6% unter dem Vorjahr (7,9 Mio t). Österreichs wichtigste Rohöllieferanten waren Kasachstan, Irak, Libyen und Nigeria. Insgesamt kam Rohöl aus 17 Ländern nach Österreich. Die Anlieferung erfolgte per Rohrleitung fast gänzlich vom Ölhafen Triest zur Raffinerie Schwechat über die Transalpine Ölleitung und ab Kärnten über die Adria-Wien-

Pipeline. Daneben sind aber auch jährlich Importe von 6 bis 6,5 Mio t an Fertigprodukten (Benzin, Diesel und Heizöl) vorwiegend aus Deutschland, Italien und der Slowakei zur Versorgung mit flüssigen Mineralölprodukten erforderlich. Der durchschnittliche Importwert je Tonne Rohöl betrug 2009 laut Importstatistik des BMWFJ 329 EUR, das sind um 37% weniger als im Vorjahr mit 523 EUR (2007: 395 EUR; 2006: 387 EUR; 2005: 314 EUR).

Rohöltransport

Für die Rohölversorgung der einzigen Raffinerie in Österreich sind zwei Pipelines zu nennen: die Transalpine Ölleitung (TAL) und die Adria-Wien-Pipeline (AWP). Nahezu die gesamten Rohölimporte gelangen so von Triest per TAL nach Südösterreich und von dort per AWP nach Schwechat bei Wien.

TAL (Transalpine Ölleitung): 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.

Die TAL übernimmt das Rohöl von Tankschiffen an den Hafenanlagen in Triest, wo Tanker mit einem Fassungsvermögen von bis zu 280.000 t (Tankergewicht einschließlich Cargo) gelöscht werden können. 2009 hat TAL 435 Tanker abgefertigt und dabei rund 35,7 Mio t an die jeweiligen Übergabestellen umweltschonend und wirtschaftlich geliefert.

Österreichs wichtigste Rohöllieferanten

	2009		2008		Veränderung in %
	in t	in %	in t	in %	
Kasachstan	2.777.835	37,4%	1.977.718	24,9%	40,5%
Irak	1.224.488	16,5%	1.459.891	18,4%	-16,1%
Libyen	1.107.027	14,9%	838.656	10,6%	32,0%
Nigeria	465.068	6,3%	338.678	4,3%	37,3%
Syrien	307.025	4,1%	202.086	2,5%	51,9%
Russland	294.586	4,0%	290.627	3,7%	1,4%
Saudi-Arabien	283.072	3,8%	457.152	5,8%	-38,1%
Turkmenistan	174.731	2,4%	83.974	1,1%	108,1%
Venezuela	166.748	2,2%	598.950	7,5%	-72,2%
Iran	157.897	2,1%	283.062	3,6%	-44,2%
Algerien	157.864	2,1%	1.187.650	14,9%	-86,7%
Aserbaidshjan	103.932	1,4%	0	0,0%	-
Tunesien	92.564	1,2%	90.732	1,1%	2,0%
Ägypten	75.561	1,0%	76.555	1,0%	-1,3%
Tschechien	19.814	0,3%	19.839	0,2%	-0,1%
Slowakei	13.767	0,2%	18.159	0,2%	-24,2%
Deutschland	2.990	0,0%	3.397	0,0%	-12,0%
Frankreich	87	0,0%	60	0,0%	44,4%
Korea	0	0,0%	18.453	0,2%	-
Gesamt	7.425.056	100,0%	7.945.639	100,0%	-6,6%

Die Pipeline versorgt die Raffinerie Schwechat bei Wien, die bayerischen Raffinerien und einen Teil der Raffinerien in Baden-Württemberg sowie in Tschechien. An die TAL sind neun Raffinerien bzw. Tanklager angeschlossen. Sie hat seit ihrer Inbetriebnahme 1967 knapp 15.000 Tanker an der eigenen Hafenanlage in Triest unfallfrei entladen und damit rund 40 Mio Tankwagenfahrten vom Süden in den Norden erspart. Vom Durchsatz gingen im Berichtsjahr 51% an die bayerischen Raffinerien in Ingolstadt, Vohburg, Neustadt und Burghausen, 18% an die Raffinerie in Karlsruhe, 22% an die Adria-Wien-Pipeline und rund 9% an die Mitteleuropäische Rohölleitung zur Weiterleitung an tschechische Raffinerien.

Der TAL-IG-Abschnitt hat einen Durchmesser von 40 Zoll und eine jährliche Nominalkapazität von 42 Mio t. Die Hafenanlage in Triest ist mit vier Frachtlöschköpfen ausgestattet. Die Gesamtlänge des unterirdisch verlaufenden TAL-Pipeline-systems beträgt 753 km, davon 21,6 km in fünf Tunneln. 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, BP, Shell, ExxonMobil, Ruhr Oel, ENI, Conoco-Phillips und Total beteiligt. Die TAL leistet einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Süddeutschland und in Österreich.

AWP (Adria-Wien-Pipeline): Das für Österreich bestimmte Rohöl wird im Ölhafen Triest angelandet, durch die TAL nach Österreich transportiert und in Würmlach (Gemeinde Kötschach-Mauthen/Kärnten) an die AWP übergeben. Die AWP beginnt bei Kötschach-Mauthen und endet mit der Übergabestation in der Raffinerie Schwechat, sie transportiert nahezu den gesamten Rohölimport Österreichs. Der Gesellschaftssitz befindet sich in Klagenfurt, die Steuerzentrale und das Tanklager in Würmlach. Insgesamt waren im Berichtsjahr 36 Mitarbeiter bei AWP beschäftigt.

Die Adria-Wien-Pipeline hat im Berichtsjahr 7,4 Mio t Rohöl nach Schwechat verpumpt (2008: 7,9 Mio t). Die Verfügbarkeit der AWP ist mit 98% weiterhin überdurchschnittlich hoch.

Die AWP ist rund 420 km lang und hat einen Durchmesser von 18 Zoll. 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 liegt bei 1.650 m³/h. Für die Verpumpung des Rohöls nach Schwechat sind zwölf Pumpstationen notwendig. 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 gemäß Erdöl- und Bevorratungs- und Meldegesetz zur Krisenbewältigung gelagert sind. Bei einer Rohölimportunterbrechung 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.

BSP (Bratislava-Schwechat-Pipeline): Der Bau der bereits 2003 in einem Memorandum vereinbarten Ölpipeline von der slowakischen Hauptstadt Bratislava zur Raffinerie Schwechat konnte auch 2009 nicht in Angriff genommen werden. Im Oktober 2009 unterzeichneten aber die Wirtschaftsminister Reinhold Mitterlehner und Lubomir Jahnátek eine Absichtserklärung, um diesen strategisch wichtigen Lückenschluss im transeuropäischen Pipelinenetz voranzutreiben. Österreich könnte damit eine Anbindung an das 3.000 km lange russische Netz erlangen. Aufgrund von Aktionen von Umweltschutzorganisationen konnte jedoch eine Einigung für die Trassenführung für die 10 km auf slowakischer Seite nicht erreicht werden, die erforderliche Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgte bis dato nicht. Hingegen liegen auf österreichischer Seite die Pläne für die 50 km lange Trassenführung bereits

Erdgasförderung in Österreich

in 1.000 m ³ n	Erdgas	Erdölgas	Gesamt 2009	Gesamt 2008	Veränderung
OMV	1.110.591	230.655	1.341.247	1.223.367	9,6%
davon in Wien/NÖ	1.110.591	230.655	1.341.247	1.223.367	9,6%
RAG	219.764	19.430	239.194	308.359	-25,4%
davon in NÖ	402	2.260	2.661	2.772	-4,0%
davon in OÖ/S	219.362	17.170	236.533	305.587	-22,6%
Gesamt	1.330.355	250.085	1.580.441	1.531.726	2,4%

Erdgasproduktion in Österreich 2005 bis 2009

in 1.000 m ³ n	2005	2006	2007	2008	2009
Erdgassonden	186	207	211	189	200
Erdgas	1.306.357	1.565.767	1.592.296	1.272.236	1.330.355
Erdölgas	330.670	253.396	255.367	259.490	250.085
Gesamt	1.637.027	1.819.163	1.847.663	1.531.726	1.580.441
Veränderung	-16,6%	11,1%	1,6%	-17,1%	2,4%

QUELLE: FIRMENANGABEN





längst vor, man hofft auf einen Baubeginn im Jahr 2011. Ein Jahr später könnte die Ölleitung in Betrieb gehen. Auf slowakischer Seite möchte man sich auf ein Zieldatum für den Bau nicht einlassen, derzeit läuft die Suche nach einer alternativen Trassenführung. Die geplante Pipeline zwischen Wien und Bratislava wäre für die Versorgungssicherheit beider Länder sehr wichtig, da sie Erdöl in beide Richtungen transportieren könnte. Derzeit kommt das russische Erdöl aus der russischen Hafenstadt Noworossijsk am Schwarzen Meer durch das Bosphorus-Nadelöhr per Schiff nach Triest und von dort via Pipeline nach Schwechat.

Die Bratislava-Swechat-Pipeline soll in der ersten Ausbaustufe eine Jahreskapazität von 2,5 Mio t/Jahr haben. Langfristig könnte die Kapazität auf 5 Mio t gesteigert werden. Der Leitungsabschnitt zwischen Bratislava und Schwechat ist mit einer Länge von rund 60 km und einem Leitungsdurchmesser von 16 Zoll vorgesehen. Umgesetzt werden soll der Bau von der OMV und dem staatlichen slowakischen Pipeline-Betreiber Transpetrol.

ERDGAS

Inlandsförderung

2009 betrug die Erdgasförderung inklusive Erdölgasproduktion 1,58 Mrd m³n (Normkubikmeter), davon waren 1,33 Mrd m³n Erdgas (84%) und 250 Mio m³n Erdölgas (16%). Damit wurde das Produktionsniveau des Vorjahres um rund 37 Mio m³n überschritten (+2,4%). Die Anteile an diesem Fördervolumen betragen für OMV 85% und für RAG 15%. In diesem Fördervolumen sind keine Verlagerungsmengen der Erdgasspeicher

(Einspeicherungen oder Entnahmen) enthalten. Rund 80% davon wurden im Wiener Becken, 20% in der Molassezone gefördert. OMV Austria Exploration & Production förderte 1,11 Mrd m³n Erdgas, die RAG 220 Mio m³n. Bei der Erdölgasproduktion waren dies bei OMV Austria E&P 231 Mio m³n und bei der RAG 19 Mio m³n.

Seitens OMV erfolgte die Produktion durch 79 Gasförder- und 595 Erdölförder- (Erdölgas), bei der RAG waren es 121 Gasförder- und 76 Erdölförder- (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 2009 betragen die gewinnbaren Erdgasreserven, das sind sichere und wahrscheinliche Vorräte, laut Geologischer Bundesanstalt (GBA) für Erdgas (exklusive LPG) und inerte Anteile 24,8 Mrd m³n (gemäß internationalen Normen werden Erdgasreserven auch ohne Anteile von CO₂, N₂, He und H₂S angeführt) und damit um etwa 3 Mrd m³n weniger als noch zum Jahresende 2008. Nach heutigem Produktionsstand entspricht dies einem Vorratspolster von etwas über 15 Jahresförderungen. Zusätzliche mögliche Vorräte weist die GBA bei Erdgas nicht aus.

Erdgasreserven weltweit

Nach dem BP Statistical Review of World Energy (June 2010) betragen die weltweiten Erdgasreserven per Ende 2009 187.490 Mrd m³n, um 2.210 Mrd m³n mehr als im Jahr davor

Erdgasimporte nach Österreich 2005 bis 2009

in 1.000 m ³ n	2005	2006	2007	2008	2009
GUS	6.425.000	6.105.000	5.411.000	6.058.000	5.339.000
Norwegen	1.062.000	1.272.000	1.417.000	1.341.000	1.321.000
Andere	1.693.000	1.835.000	1.912.000	2.380.000	2.803.000
Gesamt	9.180.000	9.212.000	8.740.000	9.779.000	9.463.000

Erdgasaufbringung in Österreich 2005 bis 2009

in 1.000 m ³ n	2005	2006	2007	2008	2009
Inlandsförderung	1.637.000	1.819.000	1.848.000	1.532.000	1.580.000
Import (ohne Transit)	9.180.000	9.212.000	8.740.000	9.779.000	9.463.000
Export (ohne Transit)	-835.000	-1.369.000	-1.849.000	-1.900.000	-1.900.000
Gesamt	9.982.000	9.662.000	8.739.000	9.411.000	9.143.000
Speicherbewegung	-500.000	-752.000	-304.000	-422.000	-428.000
Fernleitungsverluste, Messdifferenzen und Eigenverbrauch	-421.000	-454.000	-496.000	-598.000	-585.000
Abgabe an Verbraucher	9.061.000	8.456.000	7.939.000	8.391.000	8.130.000

QUELLE: FIRMENANGABEN

mit 185.280 Mrd m³n. Die weltweite Jahresproduktion belief sich 2009 auf 2.987 Mrd m³n (-2,1%), der weltweite Verbrauch an Erdgas betrug 2.940 Mrd m³n, was einem Rückgang von 2,1% entsprach. Über die größten Gasreserven verfügten Russland (44.380 Mrd m³n), der Iran (29.610 Mrd m³n) und Qatar (25.370 Mrd m³n), weit abgeschlagen lagen Turkmenistan (8.100 Mrd m³n), Saudi-Arabien (7.920 Mrd m³n), die USA (6.930 Mrd m³n) und Nigeria (5.250 Mrd m³n).

Die größten Produzentenländer waren die USA (593 Mrd m³n), Russland (528 Mrd m³n), Kanada (161 Mrd m³n), der Iran (131 Mrd m³n) und Norwegen (104 Mrd m³n). Die Europäische Union kam auf insgesamt 171 Mrd m³n Erdgasproduktion. Die größten Erdgas-Verbraucherländer waren die USA mit 647 Mrd m³n, Russland mit 390 Mrd m³n, Iran mit 132 Mrd m³n, Kanada mit 95 Mrd m³n und Großbritannien mit 87 Mrd m³n. Die EU hatte 2009 einen Gasverbrauch von 460 Mrd m³n.

Die Gasreichweite, die das Verhältnis der bestätigten weltweiten Reserven zum weltweiten Verbrauch des jeweiligen Jahres darstellt, beträgt somit knapp 64 Jahre. Die zusätzlichen, weltweit geschätzten Ressourcen gehen jedoch noch weit darüber hinaus.

Erdgasimporte

Die Erdgas-Inlandsförderung betrug 2009 1,58 Mrd m³n und trug zu 17% an der gesamten Erdgasaufbringung in Österreich von rund 9,1 Mrd m³n bei. Die verbliebenen 83% mussten durch Importe gedeckt werden. Die Importmengen teilen sich auf Russland (5,3 Mrd m³n), Norwegen (1,3 Mrd m³n) und andere Länder (2,8 Mrd m³n) auf. Das Erdgas aus Russland kommt aus Westsibirien und wird über 4.000 km weit nach Österreich zum Übernahmeort in Baumgarten an der österreichisch-slowakischen Grenze mit turbinengetriebenen Kompressoren gepumpt. Baumgarten an der March 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

Nach Abzug von Speicherbewegungen, Messdifferenzen und Eigenverbrauch ist der Verbrauch von Erdgas in Österreich im Berichtsjahr um 3% auf 8,13 Mrd m³n gesunken. Zu Jahresbeginn gab es aufgrund der kalten Witterung noch Zuwächse, im Jahresverlauf schlug sich dann die Wirtschaftskrise in deutlichen Rückgängen nieder. Da sich ab Herbstbeginn 2009 die Industrieproduktion zu erholen begann, stieg auch der Gasverbrauch wieder an. Die größten österreichischen Gasverbraucher sind die Kraftwerke mit etwa 40%. Dahinter folgen die Industrie mit 32% und Haushalts- und Gewerbekunden mit 28%. Durch neue Gaskraftwerke werden die Stromerzeuger ihren Anteil am Gasverbrauch weiterhin steigern. Allein mit dem Verbund-Kraftwerk im steirischen Mellach werden 2011 voraussichtlich mehr als 1 Mrd m³n zusätzlich benötigt.

Erdgasspeicherung

Aus Kostengründen ist es erforderlich, die Förderanlagen – ebenso wie die Erdgas-Transportleitungen – ganzjährig auszulasten. Da jedoch der Verbrauch im Sommer deutlich unter jenem des Winters liegt, werden die Schwankungen bei der Abnahme sowie die weitgehend konstante Anlieferung von Erdgas aus Importen und der Inlandsförderung mit Hilfe von Erdgasspeichern miteinander in Einklang gebracht. Die Nutzung der natürlichen, schon seit Millionen von Jahren bestehenden Erdgaslagerstätten als Erdgasspeicher bietet sich dafür an und ist eine der sichersten Möglichkeiten, Energie inform von Erdgas in den natürlichen Poren des Gesteins zu speichern. Erdgasspeicher, meist in einer Tiefe von 500 bis 2.000 m gelegen, dienen aber nicht nur zum Ausgleich der saisonalen Verbrauchsschwankungen, sondern auch ganz wesentlich der Versorgungssicherheit. In Österreich betreibt OMV mit Tallesbrunn, Thann und Schönkirchen-Reyersdorf Erdgasspeicher, die RAG insbesondere mit Puchkirchen und Haidach. Weitere Speicher, wie der Erdgasspeicher „7 Fields“, sind in Vorbereitung. Die Gesamtkapazität der in Österreich in Betrieb befindlichen Speicher beträgt rund 4,4 Mrd m³. 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 die Gaspipelines TAG, WAG, HAG, SOL und PENTA insbesondere für den Erdgastransit mit einer Länge von rund 2.000 km. Zusätzlich betreiben die Landesferngasgesellschaften für die Verteilung von Erdgas im Inland ein mehr als 38.000 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 nach Nordösterreich verpumpt. Die Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) befördert Erdgas nach Ungarn.

Die Nabucco-Gaspipeline soll einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Türkei, Südosteuropas und von Zentral- und Westeuropa liefern. Die Pipeline soll den Zugang zu neuen Gasquellen für europäische Kunden erschließen, den Wettbewerb am internationalen Gasmarkt fördern und die Gasabhängigkeit von Russland reduzieren. Der Baubeginn der Gaspipeline „Nabucco“ ist trotz Verzögerungen beim Abschluss von Lieferverträgen nach wie vor für 2011 geplant. Ab 2014 könnte Erdgas aus der kaspischen Region und dem Nahen Osten in die Türkei und nach Europa geliefert werden, wobei sich die tatsächliche Inbetriebnahme verschieben könnte. Die Nabucco-Pipeline wird über eine Länge von 3.300 km von der Türkei über Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Österreich in die Nähe der Gasverdichterstation Baumgarten geführt und soll einen Durchmesser von 56 Zoll (142,24 cm) haben. Nach der

ersten Fertigstellungsphase soll sie 8 bis 10 Mrd m³ Erdgas und in der zweiten Ausbauphase in den Jahren 2015/16 rund 15 Mrd m³ transportieren. Für die Endausbaustufe ist eine Kapazität von 31 Mrd m³ geplant. Ungefähr die Hälfte dieser Menge wird bis Baumgarten transportiert, der verbleibende Teil wird in den von der Pipeline durchquerten Ländern bleiben. Die Betreiber sind OMV Gas & Power (Österreich), MOL (Ungarn), Transgaz (Rumänien), Bulgarian Energy Holding (Bulgarien), 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.

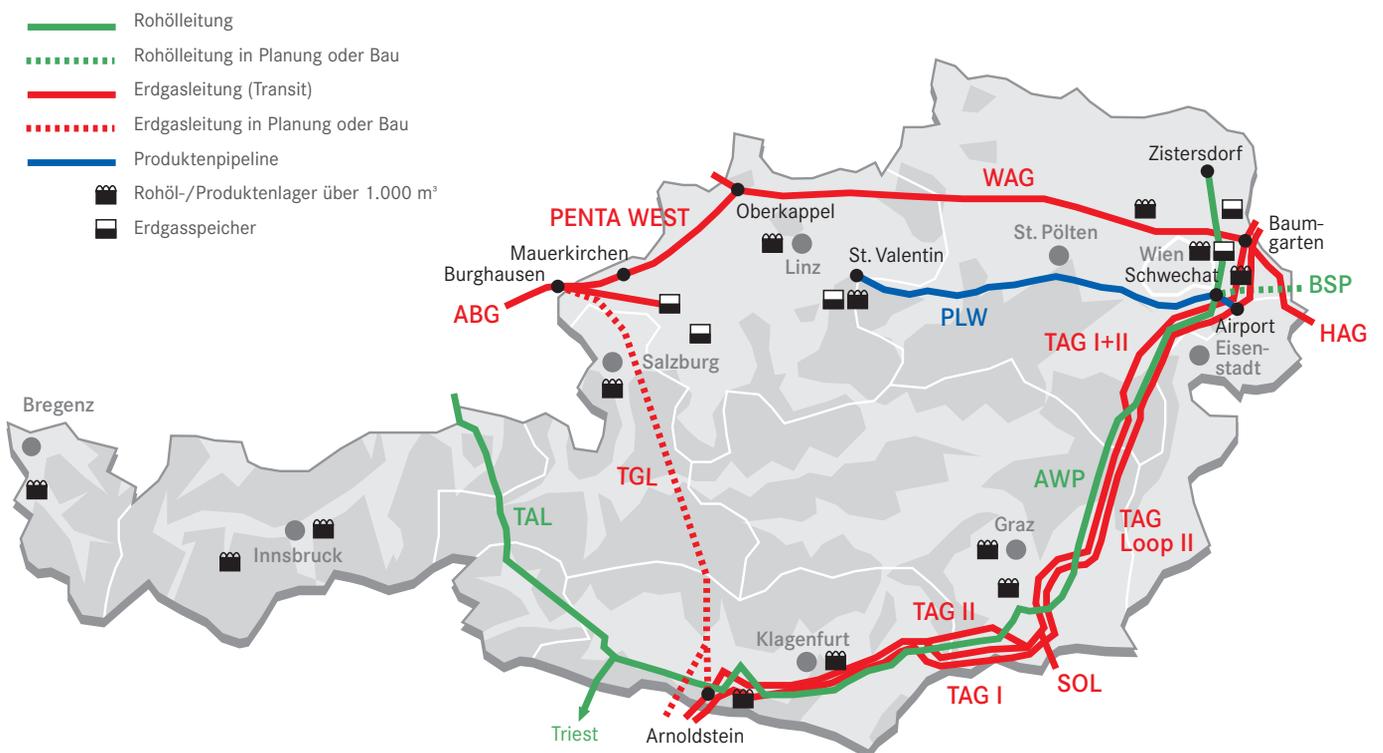
■ **SOL (Süd-Ost-Gasleitung):** Abzweigung von TAG in Weitendorf (Steiermark) nach Murfeld (Steiermark), Nennweite: 500 mm, Nenndruck: 70 bar, Länge: 26 km.

■ **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



Weltweit gab es 2009 etwa 660 Raffinerien mit einer Verarbeitungskapazität von rund 4,3 Mrd t pro Jahr. In der EU einschließlich Norwegen und Schweiz waren es 98 Raffinerien plus einige Spezialraffinerien mit einer jährlichen Verarbeitungskapazität von knapp 800 Mio t Rohöl¹. Eine davon ist Österreichs einzige Raffinerie in Schwechat mit einer Kapazität von 9,6 Mio t pro Jahr. Hier waren 2009 etwa 800 OMV-Mitarbeiter beschäftigt.

RAFFINERIE SCHWECHAT

Die Geschichte der Raffinerie begann 1936, als die NOVA Öl- und Brennstoffgesellschaft eine Anlage für die Verarbeitung von rumänischem Kunstöl errichtete. Im Jahr 1940 wurde die mittlerweile umbenannte „Deutsche Erdöl Aktiengesellschaft NOVA“ umfangreich ausgebaut. Der Zweite Weltkrieg verschonte die neue Anlage nicht und die ersten Bomben fielen im Juni 1944 auf die Raffinerie. Während der Besatzungszeit lag das Schicksal der Raffinerie Schwechat in sowjetischer Hand. Mit dem Abschluss des Staatsvertrages änderten sich die Besitzverhältnisse und am 13. August 1955 ging die Sowjetische Mineralölverwaltung (SMZ) in das Eigentum der Republik Österreich über. Kurze Zeit später wurde die Österreichische Mineralölverwaltung (ÖMV) gegründet und am 22. April 1958 erfolgte der erforderliche Ausbau der Raffinerie. Bereits 1960 floss das erste Rohöl durch die neue Anlage. Seit damals hat sich die Raffinerie Schwechat auf einer Fläche von 1,42 km² zu einer der größten und modernsten Binnenraffinerien Europas entwickelt. Sie ist mit dem Tanklager Wien-Lobau sowie St. Valentin der größte Industriekomplex Österreichs. Die Lagerkapazität inklusive der dazugehörigen Tanklager beläuft sich auf 3,4 Mio m³.

Aus Rohöl werden rund 400 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. Im Jahr 2009 belief sich die Raffinerie-Gesamtverarbeitung auf 8,33 Mio t Rohöl (2008: 8,73 Mio t), davon rund 11% aus heimischer Förderung und 89% aus dem Ausland, und auf 0,60 Mio t Halbfabrikate (2008: 0,65 Mio t). Die Kapazitätsauslastung der Raffinerie lag 2009 bei 87% (2008: 92%). Die OMV-Raffinerie deckte 46% des österreichischen Mineralölbedarfes ab, etwa 22% der Produktion wurden exportiert.

Aus den eingesetzten Mengen hat die Raffinerie im Berichtsjahr 37% Dieselmotortreibstoffe, 21% Ottomotortreibstoffe, 8% Heizöl Extraleicht, 10% Heizöle inklusive Heizöl Leicht, 10% petrochemische Grundstoffe, 7% Flugturbinentreibstoff JET A1, 6% Bitumen und 1% Sonstiges hergestellt. Dem Dieselmotortreibstoff und Benzin wurden biogene Treibstoffkomponenten zuge-mischt, insgesamt waren dies im Jahr 2009 rund 205.300 t FAME und 87.600 t Ethanol.

Die Auslieferung von Mineralölprodukten aus Schwechat und der Lobau erfolgte zu rund 29% über die Straße, zu 28% über die Schiene, zu 9% über Schiff und zu 34% über Pipelines (beinhaltet auch die Menge an das Tanklager St. Valentin). Der benachbarte Flughafen Wien-Schwechat wird über eine eigene Pipeline mit Turbinentreibstoff versorgt. Ebenfalls per Pipeline wird das 172 km entfernte Tanklager in St. Valentin im westlichen Niederösterreich beliefert (Produktenleitung West-PLW, jährlich 1,3 Mio t Kraftstoffe und Heizöl).

2010 wurde ein Teilbereich der Raffinerie, darunter auch die Rohöldestillation 4, außer Betrieb genommen und einer umfangreichen TÜV-Überprüfung unterzogen. Ziel dieses routinemäßigen „Shutdown“ war die Reinigung, Inspektion und Wartung von Anlagenteilen. Die Außerbetriebnahme erfolgt alle sechs Jahre und ist gesetzlich vorgeschrieben.

TANKLAGER LOBAU

Die Kapazität des Tanklagers Lobau (1,08 km² Grundfläche, 87 Tanks) beträgt 1,6 Mio m³. In der Lobau lagern 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 etwa 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 Mineralölprodukten 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, MOL, Rumpold und Shell von Bedeutung. Sie befinden sich in Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, Innsbruck, Fürnitz, Zirl, Korneuburg und Trofaiach (Lagerkapazität über 1.000 m³). Für die vorgeschriebenen Pflichtnotstandsreserven (PNR) an Mineralölprodukten gemäß Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz zur Krisenbewältigung stehen die Tanklager der Erdöl-Lagergesellschaft in Lannach und in der Lobau, der RAG in Kremsmünster und Zistersdorf sowie jene der OMV zur Verfügung.

¹ Unter www.europia20years.eu/uploads/Europia_White_paper bzw. www.europia.com/content/Default.asp?PageID=676# gibt es eine aktuelle Unterlage von EUROPIA, dem europäischen Dachverband in Brüssel für den Down Stream-Bereich, über die europäischen Raffinerien und ihre Bedeutung für die europäische Energieversorgung.

Aufbringung aus Inlandsproduktion und Importen

Produkt	Jahr	Inlandsproduktion		Importe		Gesamt in t
		in t	in %	in t	in %	
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2009	92.105	48,3%	98.618	51,7%	190.724
	2008	97.796	46,6%	112.172	53,4%	209.968
Normalbenzin ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	G	G	0	0,0%	0
	2008	0	0,0%	17.991	100,0%	17.991
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	140.980	91,2%	13.539	8,8%	154.519
	2008	197.015	73,6%	70.786	26,4%	267.801
Super Plus ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	G	G	0	0,0%	0
	2008	0	0,0%	22.330	100,0%	22.330
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	138.649	83,7%	26.990	16,3%	165.639
	2008	124.354	92,9%	9.435	7,1%	133.789
Eurosuper ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	G	G	0	0,0%	0
	2008	0	0,0%	88.250	100,0%	88.250
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	1.459.211	66,6%	731.906	33,4%	2.191.118
	2008	1.451.099	72,7%	545.008	27,3%	1.996.107
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Benzin	2009	0	0,0%	1.048	100,0%	1.048
	2008	0	0,0%	49.144	100,0%	49.144
Spezialbenzin	2009	2	0,0%	8.042	100,0%	8.044
	2008	3	0,0%	6.687	100,0%	6.690
Testbenzin	2009	0	0,0%	5.109	100,0%	5.109
	2008	0	0,0%	5.242	100,0%	5.242
Leuchtpetroleum	2009	439	93,6%	30	6,4%	469
	2008	706	97,1%	21	2,9%	727
Flugturbinenkraftstoff	2009	312.750	57,8%	228.297	42,2%	541.047
	2008	472.034	65,2%	252.052	34,8%	724.086
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	0	0,0%	430.785	100,0%	430.785
	2008	92.725	21,1%	346.386	78,9%	439.111
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	3.164.044	47,3%	3.522.079	52,7%	6.686.123
	2008	3.015.173	44,6%	3.752.322	55,4%	6.767.495
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2009	0	0,0%	54.395	100,0%	54.395
	2008	7.701	7,2%	99.119	92,8%	106.820
Heizöl Extraleicht	2009	831.114	55,1%	676.798	44,9%	1.507.911
	2008	990.661	55,7%	787.864	44,3%	1.778.525
Heizöl Leicht	2009	302.707	100,0%	0	0,0%	302.707
	2008	275.114	100,0%	0	0,0%	275.114
Heizöl Schwer	2009	122.067	61,7%	75.877	38,3%	197.943
	2008	493.424	72,8%	184.355	27,2%	677.779
Motorenöle	2009	59.249	76,2%	18.535	23,8%	77.785
	2008	71.524	80,5%	17.301	19,5%	88.825
Kompressorenöle	2009	4.246	58,5%	3.013	41,5%	7.260
	2008	5.445	63,7%	3.103	36,3%	8.548
Hydrauliköle	2009	21.034	82,3%	4.530	17,7%	25.563
	2008	32.569	86,2%	5.200	13,8%	37.769
Weißöle	2009	355	31,7%	765	68,3%	1.120
	2008	283	17,6%	1.325	82,4%	1.608
Getriebeöle	2009	13.875	78,7%	3.756	21,3%	17.632
	2008	19.931	82,2%	4.306	17,8%	24.237
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2009	3.359	66,1%	1.722	33,9%	5.080
	2008	4.116	64,1%	2.303	35,9%	6.419
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2009	0	0,0%	48	100,0%	48
	2008	16	37,2%	27	62,8%	43
Andere Schmieröle	2009	0	0,0%	14.439	100,0%	14.439
	2008	0	0,0%	19.743	100,0%	19.743
Fette	2009	616	22,2%	2.161	77,8%	2.776
	2008	364	10,7%	3.041	89,3%	3.405
Zubereitete Schmier- mittel aus Kapitel 3403	2009	583	18,0%	2.652	82,0%	3.235
	2008	497	11,9%	3.687	88,1%	4.184
Schmiermittel gesamt	2009	103.317	66,7%	51.621	33,3%	154.938
	2008	134.745	69,2%	60.036	30,8%	194.781
Bitumen	2009	420.214	59,9%	281.236	40,1%	701.450
	2008	444.181	62,1%	271.504	37,9%	715.685
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2009	251.401	87,5%	35.848	12,5%	287.249
	2008	377.397	90,7%	38.714	9,3%	416.111
Gesamtaufbringung	2009	7.339.000	54,0%	6.242.218	46,0%	13.581.218
	2008	8.174.128	54,9%	6.719.418	45,1%	14.893.546

QUELLE: BMWFJ (G = DATENUNTERDRÜCKUNG AUFGRUND GEHEIMHALTUNGSVORSCHRIFTEN)

MINERALÖLE INLAND

Der österreichische Gesamtverbrauch an Mineralölprodukten, vom Flüssiggas über Benzin, Gasöl, Heizöle bis hin zu Bitumen, betrug im Berichtsjahr laut BMWFJ mit 11,3 Mio t, um 5,2% weniger als im Jahr davor (11,9 Mio t) und lag um 12% unter dem bisher höchsten Verbrauchswert aus dem Jahr 2005 von 12,85 Mio t.

Der Treibstoffmarkt machte 2009 in Österreich 7,79 Mio t (-2,4%) oder etwa 9,4 Mrd l (Ottokraftstoff: 2,4 Mrd l, Diesel: 7,0 Mrd l) aus. Die Nachfrage nach Benzin (1,84 Mio t) erhöhte sich gegenüber 2008 geringfügig um 0,4%, bei Diesel verringerte sich der Verbrauch neuerlich auf 5,95 Mio t. In diesen Verbrauchsmengen sind die beigemischten Biokraftstoffe (Ethanol und FAME) enthalten. Der Anteil des reinen fossilen Diesels machte nur mehr etwa 1% aus. Bei Benzin wurde fast die gesamte Menge über die öffentlich zugänglichen Tankstellen abgegeben (31. Dezember 2009: 2.716 Tankstellen), bei Diesel machte hingegen der Vertrieb über das Tankstellennetz nur rund 57% aus. 43% haben die Mineralölunternehmen direkt an betriebliche Tanklager von Großkunden, wie zum Beispiel Transport- und Bauunternehmen, an LKW-Autohöfe oder an die öffentliche Hand, verkauft.

in 1.000 t	2009	2008	Veränderung
Normalbenzin ¹	0,1	33,7	-99,5%
Normalbenzin ²	149,4	276,8	-46,0%
Eurosuper ¹	0,0	82,3	-100,0%
Eurosuper ²	1.643,7	1.394,6	17,9%
Super Plus ¹	0,0	12,5	-100,0%
Super Plus ²	48,7	35,1	38,6%
Ottokraftstoffe	1.841,9	1.835,0	0,4%
Diesekraftstoff ¹	62,5	157,6	-60,3%
Diesekraftstoff ²	5.889,6	5.932,3	-0,7%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	0	57,6	100,0%
Diesekraftstoffe	5.952,1	6.147,5	-3,2%

¹ ohne Anteil an biogenem Kraftstoff

² mit beigemischem biogenem Kraftstoff

Der Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff betrug 633.000 t und reduzierte sich gegenüber dem Vorjahr um knapp 13% (2008: 725.000 t). Der Absatz von Heizöl Extraleicht war nach einem relativ starken Jahr 2008, in dem insbesondere in der zweiten Jahreshälfte viele Heizölkunden aufgrund der stark gesunkenen Preise ihre Lager auffüllten, im Berichtsjahr mit 1,46 Mio t oder rund 1,7 Mrd l eher bescheiden (-11,3%). Bei Heizöl Leicht war die Situation ähnlich, der Verbrauch ging gegenüber dem Vorjahr um 10% auf rund 290.000 t zurück.

Die größten Anteile am österreichischen Mineralölverbrauch hatten Otto- und Diesekraftstoffe mit 69% (Diesel: 52,7%, Benzin: 16,3%) und Heizöl Extraleicht mit 12,9%. Die Heizöle Leicht und Schwer hielten insgesamt bei einem Anteil von 5,8%, danach folgte Flugturbinenkraftstoff mit 5,6% Anteil am österreichischen Mineralölverbrauch laut Verbrauchstatistik des BMWFJ.

in 1.000 t	2009	2008	Veränderung
Heizöl Extraleicht	1.457,4	1.642,2	-11,3%
Heizöl Leicht	289,6	323,2	-10,4%
Heizöl Schwer	368,6	471,1	-21,7%

Ein Vergleich beim Treibstoffverbrauch zeigt, dass im Jahr 1990 rund 4,6 Mio t Otto- und Diesekraftstoff in den Verkehr gelangten, wobei der Benzinanteil bei 55% lag. 1991 wurde bereits die 5 Mio t-Grenze und im Jahr 2000 mit 6,2 Mio t erstmals die 6 Mio t-Grenze überschritten. Das Verhältnis Benzin zu Diesel lautete in diesem Jahr 32% Benzin zu 68% Diesekraftstoff. 2002 übersprang der gesamte Kraftstoffverbrauch mit 7,32 Mio t die nächste Millionenhürde. Zwei Jahre später wuchs der Treibstoffverbrauch bereits auf 8 Mio t an (Benzin 26%, Diesel 74%) und 2005 wurde der bisherige Höchstwert von 8,34 Mio t erreicht. 2009 belief sich der Kraftstoffverbrauch auf 7,78 Mio t (inkl. B100), davon waren knapp 24% Ottokraftstoff und 76% Diesekraftstoff.

Zum 31. Dezember 2009 waren in Österreich 5.981.075 Kraftfahrzeuge zum Verkehr zugelassen (2008: 5.873.281), davon waren 4.359.944 PKW/Kombi (+1,75%; 2008: 4.284.919). Der Anteil der Diesel-PKW lag bei 54,6%, 45,2% waren Benzin-PKW, etwa 0,1% wiesen einen sonstigen Antrieb (Flüssiggas, Erdgas, Hybrid) auf, 223 PKW verfügten über einen Elektroantrieb. Bei den PKW waren es 319.403 Neuzulassungen (2008: 293.697), davon 170.847 Benzinfahrzeuge und 146.962 Dieselfahrzeuge. Bei den PKW-Neuzulassungen betrug der Dieselanteil 46% und war weiter rückläufig (Höhepunkt 2003 mit 71,5%). Insgesamt haben sich alle neu zugelassenen Kraftfahrzeuge (PKW, LKW, Autobusse, Motorräder, landwirtschaftliche Zugmaschinen) 2009 um 2,6% auf 4.147.795 Einheiten erhöht (2008: 4.041.185; 2007: 4.069.912).

Die 4.359.944 PKW/Kombi verteilten sich per Ultimo 2009 auf Burgenland mit 169.488, auf Kärnten mit 318.363, auf NÖ mit 950.011, auf OÖ mit 800.766, auf Salzburg mit 268.904, auf Steiermark mit 664.006, auf Tirol mit 342.613, auf Vorarlberg mit 181.867 und auf Wien mit 663.926.

Der Flüssiggasverbrauch – die Abkürzung für Flüssiggas lautet LPG und steht für Liquefied Petroleum Gas – ging in Österreich neuerlich zurück und betrug 2009 mit 143.000 t





Mineralölproduktenverbrauch in Österreich

	Jahr	Export in t	Inlandsverbrauch	
			in t	Veränderung
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2009	7.737	142.877	-5,7%
	2008	37.027	151.521	-4,0%
Normalbenzin ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	0	152	-99,6%
	2008	0	33.665	-90,9%
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	2.558	149.371	-46,0%
	2008	3.449	276.835	-164,4%
Super Plus ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	0	0	-100,0%
	2008	9.562	12.519	-74,1%
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	109.774	48.688	38,6%
	2008	95.107	35.137	366,8%
Eurosuper ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	1.055	0	-100,0%
	2008	15.059	82.255	-92,8%
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	461.246	1.643.652	17,9%
	2008	573.783	1.394.583	373,5%
Ottokraftstoffe gesamt	2009	574.633	1.841.863	0,4%
	2008	696.960	1.834.994	-6,7%
Spezialbenzin	2009	273	7.701	21,6%
	2008	254	6.331	-0,1%
Testbenzin	2009	869	4.158	-17,5%
	2008	242	5.042	-8,9%
Flugbenzin unverbleit	2009	0	354	15,0%
	2008	0	308	100,0%
Flugturbinenkraftstoff	2009	282	632.565	-12,8%
	2008	1.799	725.280	0,2%
Leuchtpetroleum	2009	5	423	-37,8%
	2008	19	680	-31,9%
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2009	79.219	62.475	-60,4%
	2008	251.380	157.621	-32,2%
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2009	726.220	5.889.649	-0,7%
	2008	788.179	5.932.279	-2,2%
100% reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2009	58.832	0	-100,0%
	2008	35.168	57.572	128,3%
Heizöl Extraleicht	2009	32.723	1.457.413	-11,3%
	2008	34.137	1.642.158	23,7%
Heizöl Leicht	2009	1.926	289.609	-10,4%
	2008	1.293	323.207	2,2%
Heizöl Schwer	2009	294.549	368.624	-21,8%
	2008	146.713	471.111	-13,7%
Motorenöle	2009	51.243	27.251	-5,6%
	2008	60.289	28.878	0,1%
Kompressorenöle	2009	5.009	2.460	-3,2%
	2008	5.983	2.541	29,1%
Hydrauliköle	2009	13.804	12.569	-22,4%
	2008	21.657	16.198	-0,2%
Weißöle	2009	491	675	-27,1%
	2008	706	926	-1,8%
Getriebeöle	2009	11.691	5.895	-14,8%
	2008	17.205	6.917	-16,2%
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2009	1.912	3.386	-15,6%
	2008	2.388	4.010	11,7%
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2009	21	20	31,9%
	2008	21	15	-97,4%
Andere Schmieröle und andere Öle	2009	4.123	3.866	-58,5%
	2008	4.196	9.316	-3,8%
Fette	2009	1.293	1.500	-15,0%
	2008	1.631	1.764	-35,9%
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	2009	1.445	1.646	-26,6%
	2008	2.457	2.243	9,6%
Schmiermittel gesamt	2009	91.032	59.268	-18,6%
	2008	116.533	72.808	-2,8%
Bitumen	2009	198.448	502.415	-0,6%
	2008	215.315	505.394	-3,9%
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2009	104.604	37.451	-15,3%
	2008	116.420	32.488	-9,8%
Gesamtverbrauch	2009	2,171.352	11,296.845	-5,2%
	2008	2,441.438	11,918.794	-0,7%

um 5,7% weniger als im Vorjahr. Flüssiggas, bekannt auch unter den Namen Propan, Butan und Autogas, ist wie Erdöl und Erdgas ein fossiler Energieträger. Es besteht aus Kohlenwasserstoff und kommt entweder direkt von den Erdgasfeldern oder wird bei der Destillation von Rohöl in den Raffinerien abgetrennt.

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 werden Erdtanks eingesetzt, die per LKW befüllt werden. Flüssiggas, das 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 (rund 500 Fahrzeuge) Flüssiggas ein, bei Privatautos kommt es allerdings derzeit nur gering zum Einsatz.

MINERALÖLE WELTWEIT

2009 betrug der weltweite Ölverbrauch laut BP Statistical Review 3,9 Mrd t, was gegenüber dem Vorjahr einen neuerlich geringen Minderverbrauch von etwa 2% bedeutete. Mit 843 Mio t (-4,9% gegenüber 2008) waren die USA auch 2009 wieder weltweit die größten Ölverbraucher. Zu beachten ist jedoch, dass dieser Wert unter den Verbrauchswerten der letzten zehn Jahre liegt. An zweiter Stelle folgte China mit einem Rekordwert von 405 Mio t (+6,4%). Der Abstand zu den USA wird somit zusehends geringer. Auf den nächsten Rängen befinden sich Japan (198 Mio t; -11,0%), Indien (149 Mio t; +3,7%), Russland (125 Mio t; -4,8%), erstmals Saudi-Arabien (122 Mio t; +9,8%) und Deutschland (114 Mio t; -4,2%), danach kamen Brasilien und Südkorea mit jeweils 104 Mio t. Alle anderen Länder hatten einen Mineralölverbrauch von unter 100 Mio t.

TANKSTELLEN

Der Fachverband der Mineralölindustrie hat zum Stichtag 31. Dezember 2009 wieder eine österreichweite Tankstellenstatistik erstellt. Aus dieser geht hervor, dass sich die Anzahl der Tankstellen mit 2.716 gegenüber dem Vorjahr erneut um 86 reduziert hat (2008: 2.802). Festzustellen ist auch, dass sich die großen Mineralölunternehmen immer mehr aus dem Tankstellengeschäft zurückziehen. Gab es Ende 2008 noch 1.809 „Major branded“-Tankstellen, waren es ein Jahr später nur mehr 1.663. Bis auf MOL, die ihr Netz von 13 auf 29 Stationen vergrößerte, und Jet (Conoco-Phillips), die von 142 auf 145 erhöht hat, sind die Markentankstellen aus dem FVMI-Bereich zum Teil deutlich weniger geworden. So verringerte sich die Anzahl der OMV-Tankstellen von 399 auf 337, die BP-branded Tankstellen gingen von 463 auf 430 zurück, Shell-Stationen wurden mit 273 um 11 weniger, Esso-Tankstellen blieben mit 173 gegenüber 177 nahezu gleich, die AGIP-Stationen verringerten sich von 183 auf 168 und jene mit der Avanti-Marke von 146 auf 106.

Die Anzahl der weiteren Tankstellen, wie Genol (168), Avia (101), Turmöl (83), IQ (69), A1 (51), Roth (36), AWI (43), OIL! (22) oder Rumpold (14), sowie die Vielzahl der sonstigen Tankstellen aus dem Diskontbereich betrug 1.053, was gegenüber dem Vorjahr einen Anstieg um 60 bedeutete. Zu beachten ist, dass die Anzahl dieser Tankstellengruppe seit Jahren steigend ist. So hat die Tankstellenstatistik des FVMI für 2003 nur 844 „weitere Tankstellen“ ausgewiesen. Zu den 2.716 Tankstellen kamen 2009 noch 302 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft (Lagerhäuser) dazu.

Der FVMI führte für 2009 zusätzlich wieder eine Sonderauswertung des Tankstellenmarktes durch. Die Anzahl der Selbstbedienungstankstellen betrug knapp 2.000. Auch das Nicht-Treibstoffgeschäft wuchs weiter. Laut FVMI-Zahlen gab es zum Jahresende 922 Tankstellen mit Bistro und rund 1.800

Mineralölproduktenverbrauch nach Bundesländern 2009

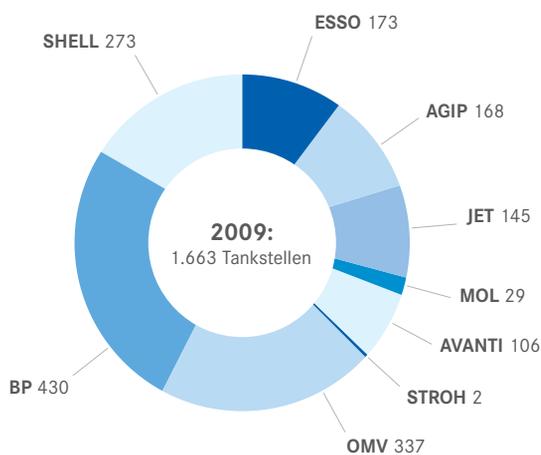
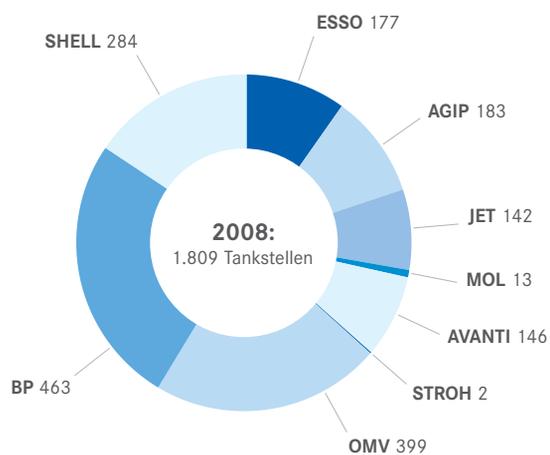
in 1.000 t	W	NÖ	B	St	K	OÖ	S	T	V	Gesamt
Ottokraftstoffe	206	365	66	230	124	350	155	256	90	1.842
in %	11,2%	19,8%	3,6%	12,5%	6,7%	19,0%	8,4%	13,9%	4,9%	100,0%
Diesekraftstoff	762	1.125	256	726	363	1.179	476	845	220	5.952
in %	12,8%	18,9%	4,3%	12,2%	6,1%	19,8%	8,0%	14,2%	3,7%	100,0%
Heizöl Extraleicht	128	259	92	208	155	206	147	198	64	1.457
in %	8,8%	17,8%	6,3%	14,3%	10,6%	14,1%	10,1%	13,6%	4,4%	100,0%
Heizöl Leicht	38	45	20	40	22	31	37	43	14	290
in %	13,2%	15,5%	6,9%	13,7%	7,6%	10,8%	12,6%	15,0%	4,7%	100,0%
Bitumen	81	151	8	60	101	69	18	12	2	502
in %	16,2%	30,2%	1,7%	11,9%	20,0%	13,6%	3,6%	2,5%	0,3%	100,0%

QUELLE: FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE, HOCHRECHNUNG AUF BASIS VERBRAUCH FVMI-MITGLIEDSUNTERNEHMEN

Tankstellen mit Shop. Auch der Trend, dass die Kunden oft nicht mehr zum Tanken, sondern zum Einkaufen oder Essen kommen, hielt an. Die FVMI-Erhebung ergab des Weiteren, dass es zu Jahresende 2009 in Österreich an so genannten unbemannten Automaten-Tankstellen bereits an die 257 Stationen gab, wobei die überwiegende Anzahl nicht aus dem FVMI-Bereich kommt. An Portalwaschanlagen wurden knapp 1.200 ausgewiesen, an Waschstraßen an die 60. An Autobahn-Tankstellen (ohne Schnellstraßen) wurden 74 erhoben. Auffallend ist auch, dass die Erdgastankstellen weiter zunehmen. Gab es 2007 erst 86 Tankstellen mit der Möglichkeit, Compressed Natural Gas (CNG) zu tanken, waren es 2008 bereits 130 Stationen. Im Berichtsjahr erhöhte sich die Anzahl auf 166.

Die OMV betrieb im Ausland per Ende 2009 in zwölf Ländern 1.988 Tankstellen. Sie verteilten sich auf Bosnien und Herzegowina (28), Bulgarien (96), Deutschland (396), Italien (97), Kroatien (61), Moldawien (113), Rumänien (546), Serbien (59), Slowakei (93), Slowenien (104), Tschechien (221) und Ungarn (174).

Tankstellen aus dem Bereich der Mitgliedsunternehmen des Fachverbandes



ROHÖLMARKT

Der durchschnittliche Brent-Rohölpreis lag mit 61,67 USD/bbl um 37% unter dem des Vorjahres von 97,26 USD/bbl. Zu Jahresbeginn betrug der Brent-Preis etwa 40 USD/bbl. Die Entwicklung verlief im ersten Quartal 2009 ohne besondere Schwankungen und zeigte keinen einheitlichen Trend. Danach stiegen die Tagesnotierungen für Brent-Rohöl, abgesehen von geringen Preisrückgängen in den Sommermonaten Juli und September, bis Mitte November auf knapp unter 80 USD/bbl. Die Rohölpreisentwicklung wurde weniger von realen Faktoren des physischen Marktes (Verbrauchsrückgang und steigenden Produktionsreserven) beeinflusst, sondern vielmehr waren die Aussicht auf Konjunkturerholung, die Absicherung gegen Dollarschwäche und Inflation sowie niedrige Kapitalmarktzinsen Gründe für verstärktes Engagement am Ölterminmarkt.

Lag im Jahresdurchschnitt 2008 das OPEC-Rohöl-Basket (zwölf Referenzöle der OPEC-Mitgliedsländer) bei 94,1 USD/bbl, reduzierte sich dieser Wert im Berichtsjahr um 35% und ging laut OPEC Annual Report auf 61,1 USD/bbl zurück. Damit wurde auch der Durchschnittswert 2007 von 69,0 USD/bbl deutlich unterschritten. Der monatliche OPEC-Durchschnittspreis (Basket) lag im Jänner 2009 bei etwas über 41 USD/bbl, stieg in den Folgemonaten kontinuierlich an, überschritt im August erstmals die 70 USD-Grenze und erreichte nach einem kurzen Rückgang im September seinen Jahreshöchstwert im November mit über 76 USD/bbl. Im Dezember lag der Durchschnittspreis dann bei 74 USD/bbl.

Mineralölpreise im Monatsvergleich (fob Rotterdam)

	EurosUPER		Diesel	
	in USD/t	in EUR/t	in USD/t	in EUR/t
Jän 2009	388	293	472	357
Jän 2008	803	545	823	559
Feb 2009	410	320	422	330
Feb 2008	838	568	876	594
Mär 2009	438	335	425	326
Mär 2008	883	569	1010	651
Apr 2009	485	368	454	344
Apr 2008	972	617	1.088	691
Mai 2009	596	437	487	357
Mai 2008	1.063	683	1.240	797
Juni 2009	682	486	576	411
Juni 2008	1.136	730	1.264	813
Juli 2009	615	436	542	385
Juli 2008	1.105	701	1.254	795
Aug 2009	695	487	604	423
Aug 2008	984	657	1.047	699
Sep 2009	629	432	567	390
Sep 2008	906	631	965	671
Okt 2009	662	446	619	418
Okt 2008	647	486	773	580
Nov 2009	698	468	631	423
Nov 2008	431	339	617	484
Dez 2009	666	456	620	424
Dez 2008	344	256	483	359

MINERALÖLMARKT

Am Rotterdamer Mineralölproduktenmarkt kam es 2009 bei den Mitteldestillaten gegenüber anderen Produktgruppen zu ausgeprägten Preisrückgängen und aufgrund von geringerer Nachfrage und somit geringerer Auslastung der Raffinerien zu spürbaren Einbrüchen bei den Raffineriemargen. So lagen die Notierungen für EurosUPER zu Jahresbeginn bei etwa 380 USD/t (280 EUR/t) und stiegen im Laufe der Monate kontinuierlich auf 650 bis 720 USD/t (460 bis 500 EUR/t) an. Dieselmotortreibstoff notierte zu Jahresbeginn mit 460 bis 500 USD/t (340 bis 370 EUR/t) deutlich über Benzin und erhöhte sich in der zweiten Jahreshälfte ebenfalls, aber nur in geringerem Ausmaß auf etwa 640 USD/t (430 EUR/t). Zu Jahresende kamen die Notierungen bei etwa 610 USD/t (425 EUR/t) zu liegen.

Zu beachten ist, dass diese Angaben nur eine grobe Preisentwicklung und nicht die täglichen Schwankungen der Notierungen im Detail widerspiegeln. Der USD-Wechselkurs betrug im Jahresdurchschnitt 1,39 USD je EUR (USD je EUR 2008: 1,47; 2007: 1,371; 2006: 1,256).

Die Treibstoffpreise in Österreich (inklusive Mineralöl- und Umsatzsteuer) betragen an den Tankstellen laut wöchentlichen Erhebungen gemäß Preistransparenzgesetz zu Jahresbeginn 2009 bei EurosUPER etwa 0,90 bis 0,95 EUR/l und bei Diesel rund 0,95 EUR/l. Im Laufe des Frühjahrs stiegen jedoch die Benzinpreise deutlich stärker an als die Tankstellenpreise für Diesel. Ab Mai 2009 war dann Benzin gegenüber Diesel immer um etwa 10 Cent/l teurer. Diese Entwicklung setzte sich in der zweiten Jahreshälfte fort, wobei der Abstand zwischen den beiden Treibstoffsorten auch zeitweise wieder geringer wurde und sich auf 8 Cent/l reduzierte. Aufgrund der Wirtschaftskrise und der dadurch im Vergleich zu 2008 geringeren Dieselnachfrage vor allem im Transportbereich trat 2009 der Umstand, dass für Diesel – trotz der um 9,5 Cent/l niedrigeren Mineralölbesteuerung – mehr zu bezahlen war als für Benzin, nicht wieder auf.

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

	OPEC-Öl in USD/bbl	Brent-Öl in USD/bbl	Brent-Öl in EUR/t	1 EUR in USD
Q1/2009	42,91	44,40	258,05	1,3025
Q1/2008	92,67	96,90	489,10	1,4998
Q2/2009	58,51	58,79	326,79	1,3619
Q2/2008	117,63	121,38	588,24	1,5620
Q3/2009	67,70	68,28	361,29	1,4306
Q3/2008	113,49	114,78	577,78	1,5038
Q4/2009	74,32	74,56	381,86	1,4781
Q4/2008	52,51	54,91	315,67	1,31684

Auch 2009 standen die Treibstoffpreise, obwohl deutlich unter den hohen Werten des Vorjahres, immer wieder in der Berichterstattung. Der FVMI war daher mit Presseaussendungen und in direkten Journalistenkontakten bemüht, die Öffentlichkeit über die aktuelle Situation in der Mineralölwirtschaft zu informieren. Ein wesentlicher Punkt war die Frage, welche Faktoren die Treibstoffpreise in Österreich bestimmen. Der FVMI hat darauf hingewiesen, dass die Notierungen am Rotterdamer Spotmarkt – verglichen mit der Großwetterlage – ein Faktor für die heimische und europäische Entwicklung des Treibstoffpreises sind. Preisbestimmend sind hier in erster Linie Angebot und Nachfrage. Die Rotterdamer Notierungen spiegeln das Weltgeschehen wider, aktuelle Ereignisse und Entwicklungen wie politische Unruhen, Elementarereignisse oder Währungskursschwankungen nehmen Einfluss auf die Preise. Für eine längerfristige Preisentwicklung am Produktenmarkt sind aber auch Einflussfaktoren wie die weltweiten Raffineriekapazitäten und die Lagerbestände preisentscheidend.

Österreich liegt beim Mineralölverbrauch bei einem Anteil von 0,3% am gesamten Weltmarkt (rund 1,7% EU-weit). Mit diesem Anteil gibt es keine Möglichkeit, das Marktgefüge zu beeinflussen und sich von der internationalen Entwicklung abzukoppeln. Zusätzlich sind – sozusagen als Kleinwetterlage – an den heimischen Tankstellen die örtlichen Gegebenheiten vor Ort für die Preisgestaltung ausschlaggebend. Abweichungen von der Großwetterlage „Rotterdam“ sind daher am heimischen Treibstoffmarkt nichts Ungewöhnliches.

Die österreichweit unterschiedlichen und im regionalen Wettbewerb sich schnell verändernden Tankstellenpreise spiegeln den Kampf um Marktanteile wider. Der Treibstoffmarkt ist durch einen harten Verdrängungswettbewerb gekennzeichnet. Das volatile Marktverhalten und die Preisunterschiede zeigen, dass es in Österreich keinen Mangel an Wettbewerb gibt. Treibstoffe sind besonders preistransparente Produkte. Die aktuellen Preise sind für die Konsumenten im Vorbeifahren an den Tankstellen wahrnehmbar, zusätzlich tragen Informationssysteme der Mineralölunternehmen und Autofahrerclubs zum Vergleich der regionalen Tankstellenpreise bei.

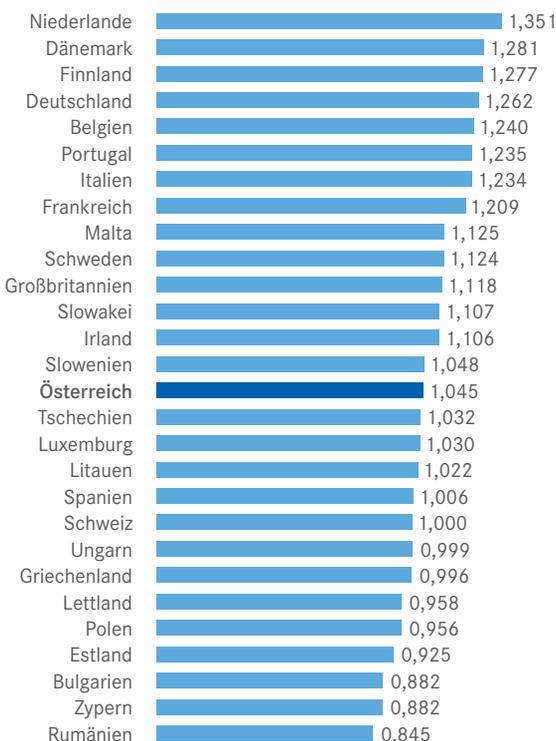
Im Berichtsjahr wurde der FVMI nicht müde, regelmäßig in seinen Aussendungen und Statements darauf hinzuweisen, dass die Österreicher, wie die Europäische Kommission in ihrem wöchentlich aktualisierten Oil-Bulletin bestätigte, im EU-Schnitt günstig tanken. Sowohl Eurosuper als auch Diesel liegen in Österreich bei den Tankstellenpreisen seit Jahren deutlich unter dem europäischen Durchschnitt. Insbesondere in Deutschland und Italien müssen Autofahrer – auch wegen der höheren Mineralölsteuer – mehr bezahlen. Das Preisniveau ist auch in den östlichen Nachbarstaaten oftmals höher.

Etwa die Hälfte des Treibstoffpreises, den der Kunde an der Zapfsäule bezahlt, geht inform von Steuern an den Staat (Stand Mai 2010). 42% entfallen auf das Produkt sowie auf die generellen Kosten und Rahmenbedingungen der Ölaufbringung. Darin enthalten sind der Rohölpreis, Transportkosten,

Eurosuper Jahresvergleich 2009

EU-27 und Schweiz

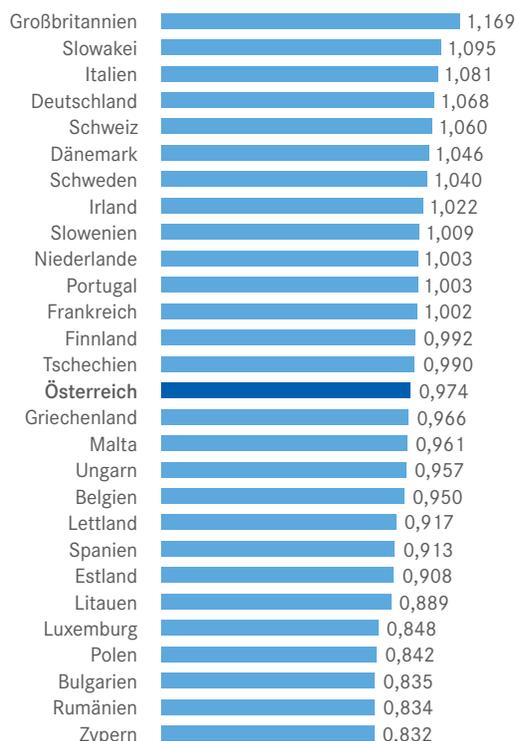
Durchschnittspreis (gewichtet) 1,153 EUR/l



Diesel Jahresvergleich 2009

EU-27 und Schweiz

Durchschnittspreis (gewichtet) 1,009 EUR/l



Verarbeitungskosten und Raffineriemargen, Pflichtnotstandsreserve und Lagerkosten. Der seitens der Unternehmen beim Treibstoffverkauf einzig beeinflussbare Bereich beträgt lediglich rund 8%. Darin enthalten sind die Kosten für Investitionen in Gebäude und Grundstücke, Umwelttechnik, fachgerechte Entsorgung, Instandhaltung und Wartung, Personal, Provisionen, Forschung und Entwicklung. Dieser Prozentsatz darf jedoch keinesfalls mit dem Gewinn verwechselt werden: Von einem Euro, der an der Tankstelle für Treibstoff bezahlt wird, bleibt den Mineralölfirmen übers Jahr gesehen weniger als ein Cent übrig.

Die Entwicklung der Tankstellenpreise zeigt bei den Benzinsorten Normal, Eurosuper und Super Plus, bei Dieselmotortreibstoff 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 Heizöl Extraleicht-(HEL-)Lieferungen mit einer Abgabemenge von 2.000 bis 5.000 l. In den Treibstoff- und HEL-Preisen sind Umsatzsteuer, Mineralölsteuer sowie die Kosten für die Pflichtbevorratung enthalten.

Entwicklung der Treibstoff- und Heizöl Extraleicht-(HEL-)Preise 2009

am	Normal in EUR/l	Eurosuper in EUR/l	Super Plus in EUR/l	Diesel in EUR/l	HEL/TS ¹ in EUR/l	HEL/KV ² in EUR/l
01.01.	0,908	0,909	1,061	0,950	0,890	0,597
05.01.	0,874	0,876	1,036	0,902	0,809	0,574
12.01.	0,937	0,939	1,043	0,963	0,790	0,623
19.01.	0,934	0,936	1,057	0,957	0,790	0,622
26.01.	0,954	0,956	1,079	0,964	0,770	0,590
02.02.	0,939	0,941	1,078	0,947	0,770	0,600
09.02.	0,959	0,961	1,085	0,956	0,770	0,592
16.02.	0,973	0,975	1,102	0,958	0,770	0,574
23.02.	0,941	0,943	1,080	0,925	0,770	0,542
02.03.	0,944	0,945	1,079	0,922	0,740	0,559
09.03.	0,942	0,945	1,080	0,908	0,740	0,548
16.03.	0,950	0,953	1,081	0,903	0,740	0,552
23.03.	0,944	0,948	1,079	0,897	0,740	0,586
30.03.	0,952	0,956	1,098	0,926	0,760	0,613
06.04.	0,963	0,968	1,103	0,924	0,790	0,603
20.04.	0,993	0,996	1,140	0,949	0,790	0,594
27.04.	1,016	1,018	1,154	0,953	0,790	0,574
04.05.	1,007	1,010	1,151	0,935	0,790	0,570
11.05.	1,026	1,028	1,158	0,951	0,790	0,606
18.05.	1,043	1,045	1,184	0,958	0,790	0,594
25.05.	1,040	1,043	1,187	0,940	0,790	0,587
02.06.	1,052	1,052	1,194	0,937	0,790	0,610
08.06.	1,103	1,103	1,223	0,976	0,790	0,633
15.06.	1,119	1,121	1,251	1,008	0,790	0,652
22.06.	1,135	1,136	1,267	1,016	0,790	0,651
29.06.	1,100	1,102	1,255	1,006	0,790	0,646
06.07.	1,107	1,109	1,263	1,010	0,790	0,626
13.07.	1,077	1,079	1,251	0,982	0,790	0,594
20.07.	1,060	1,063	1,238	0,965	0,790	0,601
27.07.	1,077	1,077	1,244	0,981	0,790	0,639
03.08.	1,082	1,084	1,249	0,986	0,790	0,638
10.08.	1,113	1,113	1,264	1,014	0,790	0,664
17.08.	1,122	1,123	1,282	1,019	0,961	0,655
24.08.	1,115	1,116	1,276	1,014	0,961	0,651
31.08.	1,106	1,109	1,273	1,009	0,961	0,643
07.09.	1,094	1,096	1,260	1,001	0,961	0,623
14.09.	1,089	1,091	1,257	0,992	0,961	0,632
21.09.	1,074	1,077	1,245	0,977	0,790	0,634
28.09.	1,064	1,067	1,236	0,971	0,790	0,610
05.10.	1,043	1,046	1,216	0,961	0,760	0,626
12.10.	1,046	1,048	1,214	0,962	0,760	0,629
19.10.	1,071	1,072	1,237	0,991	0,760	0,656
27.10.	1,100	1,101	1,265	1,017	0,780	0,677
02.11.	1,106	1,106	1,262	1,019	0,780	0,677
09.11.	1,117	1,117	1,275	1,028	0,790	0,668
16.11.	1,111	1,111	1,282	1,024	0,790	0,653
23.11.	1,121	1,120	1,285	1,028	0,790	0,655
30.11.	1,110	1,110	1,277	1,014	0,790	0,643
07.12.	1,122	1,120	1,259	1,028	0,790	0,650
14.12.	1,100	1,098	1,264	1,011	0,790	0,636
21.12.	1,096	1,094	1,259	1,007	0,790	0,652

¹ TS = Tankstellenpreis (Höchstpreis)

² KV = Kleinverbraucherpreis bei Abnahme von 2.000 bis 5.000 l

QUELLE: FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE

Entwicklung der Heizölpreise 2009

ab	Leicht ¹ in EUR/t	Schwer ² in EUR/t	ab	Leicht ¹ in EUR/t	Schwer ² in EUR/t
01.01.	398,90	260,70	07.07.	478,90	-
02.01.	378,90	247,70	09.07.	458,90	-
06.01.	-	235,70	10.07.	-	367,70
08.01.	428,90	262,70	14.07.	-	362,70
09.01.	-	273,70	20.07.	-	367,70
12.01.	-	279,70	23.07.	478,90	374,70
15.01.	-	274,70	28.07.	-	381,70
28.01.	-	281,70	05.08.	508,90	387,70
02.02.	-	288,70	07.08.	-	397,70
17.02.	408,90	-	11.08.	-	402,70
20.02.	378,90	281,70	19.08.	488,90	-
25.02.	-	274,70	20.08.	-	408,70
11.03.	398,90	-	26.08.	508,90	414,70
12.03.	-	281,70	01.09.	-	408,70
19.03.	-	276,70	04.09.	498,90	400,70
25.03.	428,90	281,70	08.09.	478,90	394,70
27.03.	-	288,70	17.09.	-	389,70
31.03.	458,90	296,70	29.09.	-	381,70
01.04.	-	293,70	14.10.	498,90	387,70
08.04.	-	303,70	20.10.	518,90	393,70
09.04.	-	311,70	23.10.	538,90	402,70
10.04.	-	317,70	28.10.	-	411,70
14.04.	-	316,70	06.11.	-	417,70
16.04.	-	321,70	10.11.	518,90	-
23.04.	-	316,70	24.11.	-	423,70
24.04.	428,90	-	01.12.	-	418,70
07.05.	-	321,70	08.12.	-	412,70
08.05.	448,90	323,70	10.12.	-	407,70
12.05.	-	332,70	14.12.	-	400,70
14.05.	-	337,70	15.12.	498,90	-
26.05.	428,90	-	16.12.	-	393,70
29.05.	-	342,70	21.12.	-	400,70
03.06.	458,90	352,70	23.12.	-	407,70
04.06.	-	359,70			
08.06.	-	368,70			
10.06.	478,90	373,70			
15.06.	-	378,70			
18.06.	498,90	-			
29.06.	-	373,70			

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

¹ Einschließlich der 1981 vom Preisunterausschuss zur Kenntnis
genommenen Handelsspanne von € 18,90 und der MwSt von EUR 60,00/t

² Einschließlich der 1981 vom Preisunterausschuss zur Kenntnis
genommenen Handelsspanne von € 7,70 und der MwSt von € 60,00/t

QUELLE: FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE



INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Die internationale Klimapolitik fokussierte sich ab dem Frühjahr 2009 auf vorbereitende Gespräche für den Abschluss eines neuen und umfassenden internationalen Klimaschutzabkommens für die Zeit nach 2012. Beim „Major Economies Forum“ im Juli 2009 konnten sich die teilnehmenden Regierungschefs auf das Ziel einigen, den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2 °C zu begrenzen und eine langfristige globale Treibhausgasreduktion um 50 % bis zum Jahr 2050 anzustreben. Die Industrieländer sollten dazu mit einer mindestens 80%igen Treibhausgasreduktion beitragen. Die vom 7. bis 19. Dezember 2009 in Kopenhagen abgehaltene Konferenz der Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention und des Kyoto-Protokolls hat jedoch die hohen Erwartungen nicht erfüllt. Es konnten weder die Verhandlungsverfahren noch die Differenzen zwischen Industrie- und Entwicklungsländern überwunden oder ein rechtlich verbindliches Abkommen erzielt werden. Unbeeindruckt von der Vorreiterrolle der EU wurde ein Kopenhagen-Akkord formuliert, der vom UNFCCC lediglich zur Kenntnis genommen wurde:

- Anerkennung des grundsätzlichen Zieles, die globale Erwärmung auf 2 °C zu begrenzen und das globale Emissionsmaximum möglichst bald zu erreichen,
- Industrieländer quantifizieren bis 31. Jänner 2010 ein Treibhausgasreduktionsziel für 2020 und melden dieses an das UNFCCC,
- Entwicklungs- und Schwellenländer informieren das UNFCCC bis 31. Jänner 2010 über ihre freiwilligen Emissionsreduktionsmaßnahmen,
- Industrieländer stellen für 2010 bis 2012 30 Mrd USD für die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen (Anpassung und Emissionsminderung) zur Verfügung,
- Industrieländer mobilisieren gemeinschaftlich ab 2020 jährlich 100 Mrd USD aus staatlichen und privaten Quellen, um wirkungsvolle Klimaschutzmaßnahmen in Entwicklungsländern zu unterstützen,
- die Umsetzung des Übereinkommens soll 2015 evaluiert werden.

Die entsprechenden Reduktionszusagen der Annex I-Länder (ohne EU-27) für 2020 lagen mit durchschnittlich -8,5% (bezogen auf das Basisjahr 1990) weit unter der Zusage der EU-27 von -20%. Damit blieb eine der grundsätzlichen Bedingungen der EU für eine Verschärfung ihrer Reduktionsverpflichtung unerfüllt.

Europäische Entwicklung

In der ersten Jahreshälfte 2009 wurden die Ende 2008 beschlossenen EU-Richtlinien und Entscheidungen des Energie- und Klimapakets endgültig finalisiert und im Amtsblatt der Europäischen Union vom 5. Juni 2009 bekannt gegeben. Die ab 2013 gültige Richtlinienrevision des EU-Emissionshandelsystems machte umfangreiche Datenerhebungen und Analysen über die davon erfassten Energie- und Industrieunternehmen erforderlich. Danach veröffentlichte die EU-Kommission Ende 2009 eine Liste mit über 160 energieintensiven und im globalen Wettbewerb stehenden Sektoren, die einem erheblichen Carbon Leakage-Risiko ausgesetzt sind.

Auch der Raffineriesektor gehört zu diesen Sektoren, bei denen die Gefahr von Verlagerung von CO₂-Emissionen in Drittländer besteht. Für diese Sektoren werden auf Basis eines spezifischen Kennwertes (sektorales Benchmark) CO₂-Zertifikate gratis zugeteilt. Da dieses Benchmark vom Durchschnitt der 10% der effizientesten Anlagen bestimmt wird, ist für den Großteil der Anlagen mit erheblichem Zukaufbedarf zu rechnen. Außerdem müssen für CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sämtliche Zertifikate zugekauft oder ersteigert werden. Sektoren ohne Carbon Leakage-Risiko erhalten 2013 nur 80% des vom Benchmark bestimmten Wertes als Gratiszuteilung, wobei dieser Prozentsatz bis 2020 auf 30% und bis 2027 auf 0% sinkt. Die europäische Mineralölindustrie wurde bei den erforderlichen Analysen von ihrer Interessenvertretung EUROPIA in Brüssel und wissenschaftlich von CONCAWE unterstützt. Als Benchmark für die Raffinerien wurde die „Complexity weighted ton“ bestimmt, wobei rund 100 Raffinerien und über 50 Produktionsprozesse bezüglich CO₂-Intensität untersucht wurden.

Während des gesamten Jahres 2009 waren in der EU die Vorbereitungen und Positionierungen zu den internationalen Klimaschutzverhandlungen ein wichtiger Schwerpunkt. Nach einer Analyse der Verhandlungen in Kopenhagen und der nicht ausreichenden Reduktionszusagen anderer Länder bestätigte die EU ihr Ziel einer 20%igen Treibhausgasreduktion bis 2020 und ihr bedingtes Angebot einer Erhöhung in Richtung 30%. Im Frühjahr 2010 wurden die Zielsetzungen des Energie- und Klimapakets auch in der neuen EU-Langzeitstrategie für 2020 „Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum“ integriert. Am 25. Mai 2010 veröffentlichte die EU-Kommission ihre Analyse für Optionen zur Anhebung des Reduktionsziels und ihre Einschätzungen des sich daraus ergebenden Carbon Leakage-Risikos.

PROJEKT „ENERGIESTRATEGIE ÖSTERREICH“

Auf Basis des aktuellen Regierungsprogramms und der EU-Vorgaben aus dem Energie- und Klimapakete wurde im Rahmen einer gemeinsamen Initiative des BMWFJ und des BMLFUW im April 2009 das Projekt „Energiestrategie Österreich“ (www.energiestrategie.at) gestartet. Unter Einbindung von über 150 ExpertInnen in neun Arbeitsgruppen wurden nach intensiven Arbeiten und Diskussionen rund 370 Maßnahmen vorschläge erarbeitet. Die Mineralölindustrie war mit insgesamt neun ExpertInnen in den vier Arbeitsgruppen „Konventionelle Erzeugung“, „Netze und Speicher“, „Gebäude“ sowie „Mobilität“ vertreten. Die Maßnahmen wurden entsprechend den Hauptzielsetzungen der langfristigen Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Umweltverträglichkeit, Kosteneffizienz und soziale Verträglichkeit – zu 39 Maßnahmen-Clustern verdichtet und bewertet.

Die strategischen Stoßrichtungen sollen sich künftig auf die Sicherstellung der Energieversorgung, die Verbesserung der Energieeffizienz und auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien konzentrieren. Zum Thema Versorgungssicherheit wurden seitens der Mineralölindustrie und der Gaswirtschaft Projekte zur langfristigen Sicherung der österreichischen Öl- und Gasproduktion, zur Diversifikation von Importrouten und Lieferquellen, zur Ermöglichung der Flussumkehr in Erdgastransitsystemen, zur Anbindung an LNG-Terminals und zum Ausbau von Erdgasspeichern eingebracht. Im Themenfeld „Energieeffizienz“ wurden seitens der Branche die Zielbeiträge durch Kesseltausch von konventioneller Verbrennung auf Brennwerttechnologie ausgearbeitet. Im Themenbereich „Mobilität“ wurde das Expertenwissen der Branche zum möglichen Zielbeitrag der Biotreibstoffe eingebracht. Das Thema „Geologische Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage)“ wurde in einer eigens eingerichteten Horizontalarbeitsgruppe erörtert und die weitere Vorgehensweise zur „strukturierten Vorbereitung des politischen Entscheidungsprozesses“ festgelegt.

Die Eckpunkte der Energiestrategie wurden im Frühjahr 2010 vorgestellt, wobei die bei weitem größte mediale Resonanz die Spekulationen über die Inhalte einer ökologischen Steuerreform fanden. Zur Unterstützung der Umsetzung und politischen Entscheidungsprozesse soll ein kontinuierliches Monitoring eingerichtet werden.

Gastbeitrag von Ing. Wolfgang Ernst, OMV

Mobilität in der Energiestrategie

Der Bereich der Mobilität verursacht mit 35% den größten Anteil am Endenergieverbrauch in Österreich. Dabei wird der größte Teil durch den Straßenverkehr, hier vor allem durch den motorisierte Individual- und Güterverkehr, verursacht. Obwohl Österreich bei der Substitution durch biogene Kraftstoffe (2009: 7% gemessen am Energieinhalt) im europäischen Spitzenfeld liegt, sind Erdölprodukte die bei weitem dominierenden Energieträger.

Deswegen wurden in der Energiestrategie Österreich in der Arbeitsgruppe „Mobilität“ zahlreiche Maßnahmen im Bereich der nachhaltigen Verkehrsbeeinflussung diskutiert. Die eingebrachten Einzelmaßnahmen wurden zusammengefasst:

- Erstellung eines Mobilitätskonzeptes für Bund/Länder
- Neuorientierung der Verkehrs- und Raumplanung
- Neuordnung der Rahmenbedingungen für ruhenden Verkehr
- Raum- und umweltqualitätssteigernde Bewirtschaftung des ruhenden Verkehrs
- Ausbau und Vernetzung von öffentlichem Verkehr und kombinierten Systemen für den Personenverkehr
- Erhöhung des Anteils energieeffizienter und umweltfreundlicher Transportmodi im Güterverkehr
- Mobilitätsmanagement
- Förderung von Fahrzeugen mit emissionsarmen und energieeffizienten Antrieben in Flotten von Unternehmen, Gebietskörperschaften und für private Fahrzeughalter
- Steuerliche Anreize für eine energieeffiziente Mobilität: Hier wurden Maßnahmen wie zum Beispiel die Erhöhung der Mineralölsteuer sowie die Ökologisierung der Pendlerpauschale und der NOVA diskutiert. Der Fachverband Mineralölindustrie hat in diesem Zusammenhang auf die negativen Auswirkungen einer überzogenen Erhöhung der Mineralölsteuer auf das Budget und den Wirtschaftsaufschwung hingewiesen.
- Forcierung der schrittweisen, flächendeckenden Einführung von Elektromobilität in Österreich: Der Einsatz von erneuerbarem Strom in Elektrofahrzeugen stellt insbesondere in Österreich einen starken Hebel für die Erreichung des Zieles eines 10%igen Anteils erneuerbarer Energie bis 2020 im Verkehr dar, da die eingesetzte erneuerbare elektrische Energie mit Faktor 2,5 angerechnet wird. Daher wurde diesem Punkt in der Energiestrategie breiter Raum gewidmet. Als Zielwert für das Jahr 2020 wird eine Zahl von 250.000 Elektroautos (inklusive Plug-in-Hybridfahrzeuge) vorgeschlagen, das wären knapp 5% des für 2020 prognostizierten Gesamtbestandes an Personenkraftwagen in Österreich.

- Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie zur Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor auf 10%: Als zentraler Beitrag zur Erreichung der europäischen Zielsetzung von 10% erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor im Jahr 2020 sollen unter anderem E10 (10% volumetrische Bioethanolbeimischung) und B10 (10% volumetrische Biodieselbeimischung) in Österreich ab dem Vorliegen einer europäischen Norm (E10 voraussichtlich 2012, B10 voraussichtlich 2017) eingeführt werden. Damit werden rund 8,5% von dem 10%-Ziel erneuerbarer Energie im Transportsektor allein durch die Beimischung von Biodiesel und Bioethanol erreicht. Weitere Einsatzbereiche von Biokraftstoffen, wie die Reinverwendung, sollen weiter forciert werden.

Im Nationalen Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates wurden, basierend auf der Energiestrategie Österreich (2010), die Energieziele Österreichs im Detail festgelegt.

Referenz- und Effizienz-Szenario

Basierend auf den bis 2009 vorliegenden Informationen wurde ein Referenz-Szenario erstellt, das folgende Entwicklung bis 2020 erwarten lässt:

- Der Endenergieverbrauch könnte auf der Basis der derzeit sichtbaren Entwicklung auf 29,6 Mio t Rohöleinheiten (RÖE) ansteigen.
- Unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch und Transportverlusten ergibt sich somit ein Brutto-Endenergieverbrauch von 30,6 Mio t RÖE.

Entsprechend den Vorgaben der Energiestrategie Österreich gelten für 2020 folgende Zielgrößen für das Effizienz-Szenario:

- Der Endenergieverbrauch wird mit 26,3 Mio t RÖE (1.100 Petajoule) limitiert.
- Unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch und Transportverlusten ergibt sich somit ein Brutto-Energieverbrauch bei Endenergie von 27,1 Mio t RÖE (1.135 Petajoule).

Gastbeitrag von Dr. Walter Böhme, OMV

BIOKRAFTSTOFFE

Die EU-Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG verlangt von den Mitgliedsstaaten, dass so genannte indikative Ziele an Anteilen von Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffabsatz erreicht werden: 2% im Jahr 2005 und 5,75% ab 2010, jeweils bezogen auf den Energiegehalt. Im Rahmen der Umsetzung der Biokraftstoffrichtlinie wurde in Österreich bereits mit 1. Oktober 2008 die

Substitutionsverpflichtung laut Kraftstoffverordnung auf 5,75% erhöht. Vor diesem Stichtag galt bereits eine Substitutionsverpflichtung gemäß Kraftstoffverordnung (KVO) von 4,3% ab 1. Oktober 2007 und davor von 2,5% (jeweils energetisch) ab 1. Oktober 2005. Im Rahmen der KVO-Novelle im Jahr 2009 wurden neben dem bestehenden 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 von den in Verkehr gebrachten Kraftstoffarten die jeweiligen Substitutionsziele zu erfüllen. Um die höhere Substitutionsquote von 6,3% für Dieselmotorkraftstoff zu erreichen, hat die Mineralölindustrie mit Februar 2009 die normgerechte Biodieselbeimischung von knapp 5 auf 7 Vol.-% erhöht.

Laut österreichischem Biokraftstoffbericht „Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2010“, der aufgrund der Berichtspflichten an die Europäische Kommission übermittelt wurde, konnte über den Zeitraum des Kalenderjahres 2009 eine Substitutionsquote von insgesamt 7,0%, gemessen am Energieinhalt, erreicht werden. Das geforderte Substitutionsziel von 5,75% wurde somit deutlich übertroffen. Von der Substitutionsquote erfasst sind einerseits jene Biodiesel- und Bioethanolmengen, die den fossilen Kraftstoffen beigemischt wurden. Andererseits wurden auch Biokraftstoffe berücksichtigt, die in Reinform (B100 oder Pflanzenöl) bzw. mit höherem, nicht Normkonformem Biokraftstoffanteil (zum Beispiel über Betriebsanstalten von Flottenbetreibern) in Verkehr gebracht wurden.

Zukünftig werden EU-weit die Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe maßgeblich durch zwei Richtlinien beeinflusst werden, nämlich durch die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (RL 2009/28/EG) sowie durch die Richtlinie zur Qualität von Kraftstoffen (RL 2009/30/EG). Beide Rechtsakte wurden im Juni 2009 veröffentlicht und müssen in den Mitgliedsstaaten bis Dezember 2010 in nationales Recht umgesetzt werden.

Die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien sieht unter anderem vor, dass bis 2020 mindestens 10% aller Kraftstoffe im EU-Verkehrssektor durch erneuerbare Energien substituiert werden müssen. Zur Zielerreichung können beispielsweise Biokraftstoffe, die gewisse Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, sowie Strom aus erneuerbaren Quellen herangezogen werden. Die Nachhaltigkeitskriterien, welchen Biokraftstoffe genügen müssen, umfassen neben einem Mindestreduktionsziel an Treibhausgasemissionen auch Verbotszonen für den Rohstoffanbau, wie zum Beispiel Regenwälder oder Feuchtwiesen.

Die Richtlinie zur Qualität von Kraftstoffen sieht unter anderem vor, dass Anbieter von Kraftstoffen die Treibhausgasemissionen, die während der Herstellung, Transport und Nutzung entstehen, bis 2020 verbindlich um 6% senken müssen. Die Reduzierungen können neben effizienzsteigernden Maßnahmen entlang der Produktionskette – wie beispielsweise durch weniger Abbrennen von Restgasen bei der Ölförderung und -verarbeitung – auch durch die Verwendung von mehr Biokraftstoffen erreicht werden. Eine weitere nicht verbindliche Reduzierung von 2% kann durch den vermehrten Einsatz von Strom in Verbindung mit Elektrofahrzeugen und durch neue Technologien – wie die geologische Speicherung von Kohlendioxid – erreicht werden. Durch die Verwendung von Kyoto-Einheiten aus CDM-Projekten ist eine weitere nicht verbindliche Reduzierung um 2% vorgesehen.

UMWELTRECHT

Umsetzung der Bergbauabfall-Richtlinie in Österreich

Für die Bewirtschaftung bergbaulicher Abfälle gab es bisher weder auf EU-Ebene noch auf nationaler Ebene spezifische Regelungen. Es galten die Abfallrahmenrichtlinie und das Abfallwirtschaftsgesetz. Als Konsequenz der Bergbauunglücke in Aznacollar/Spainien und Baia Mare/Rumänien wurde 2006 eine EU-Bergbauabfall-Richtlinie erlassen, die mittlerweile im Bergbauabfallgesetz, Mineralrohstoffgesetz (MinroG) und in einer Bergbauabfallverordnung in Österreich umgesetzt wurde. Ziel der Richtlinie ist, dass keine unsachgemäße Behandlung von Bergbauabfällen, insbesondere mit hohem Schadstoffpotenzial, erfolgt, die der Umwelt und der menschlichen Gesundheit schaden können.

Da in Österreich bereits ein sehr hohes Schutzniveau aufgrund der bestehenden Vorschriften im MinroG und der Anwendung des Abfallwirtschaftsgesetzes im Bereich der Bergbauabfälle besteht, sind im Kohlenwasserstoffbergbau hauptsächlich Anpassungen zur Überführung bestehender Anlagen in den Anwendungsbereich des Bergrechts erforderlich.

Das MinroG regelt bereits jetzt die Errichtung, den Betrieb und die Stilllegung von Abfallentsorgungsanlagen unter Sicherheits- und Umweltaspekten. Deshalb konnte in der Umsetzung der Bergbauabfall-Richtlinie in weiten Bereichen auf bereits bestehende Vorschriften aufgebaut werden. Neu aufgenommen wurde in das MinroG die Verpflichtung zur Aufstellung eines Abfallbewirtschaftungsplanes, den der Bergbauberechtigte aufzustellen hat. Er soll sicherstellen, dass das Abfallentsorgungskonzept bereits im Vorfeld der bergbaulichen Tätigkeit konkretisiert und der Behörde mitgeteilt wird. Zur Schließung von Regelungslücken von auf EU-Ebene bereits vorhandenen Vorschriften im Bereich der Anlagensicherheit

und des Umweltschutzes wurden ergänzende Bestimmungen für Abfallentsorgungsanlagen zur Genehmigungspflicht, Sicherheitsleistung und der Öffentlichkeitsbeteiligung bei Genehmigungsverfahren aufgenommen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden detailliertere Regelungen in einer eigenen Bergbauabfallverordnung getroffen (in Kraft getreten am 1. Mai 2010).

Die Umsetzungsschwerpunkte gelten nur für bergbauliche Abfälle, die entsorgt und nicht in einem Bergbau verwendet werden. Daher muss festgestellt werden, ob es sich um ein Nebenprodukt oder um einen Abfall handelt. Im nächsten Schritt ist zu überprüfen, ob es sich um Bergbauabfall oder AWG-Abfall handelt. Diese Abgrenzung ist von besonderer Relevanz, da Bergbauabfall von der Beitragspflicht gemäß Altlastensanierungsgesetz ausgenommen ist.

Leitfaden Bergbauabfall

Um diese neuen Regelungen in kurzer verständlicher Form zusammenzufassen, hat der Fachverband der Mineralölindustrie in Zusammenarbeit mit der Montanbehörde und anderen betroffenen Fachverbänden einen Leitfaden erstellt. Die Abgrenzung Nebenprodukt/Bergbauabfall/Abfall gemäß AWG wird im Leitfaden inform eines Entscheidungsbaumes dargestellt. In der Mineralölindustrie fallen insbesondere Materialien, die sich im Zuge der Bergbautätigkeit der Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen ergeben, wie Rückstände aus Bohrungen und Bohrspülung, Bohrklein, Schlämme, aber auch Rohöl-verunreinigtes Erdreich, in den Anwendungsbereich dieser Richtlinie. Im Fachverband hat eine Expertenrunde die Inhalte laufend abgestimmt und aus dem Bereich des Kohlenwasserstoffbergbaus Beispiele in den Leitfaden, der einen Spezialteil zum Kohlenwasserstoffbergbau enthält, aufgenommen.

EUROPÄISCHES CHEMIKALIENRECHT

REACH-Verordnung – Erste Registrierungsfrist

Die REACH-VO gibt vor, dass bis spätestens 30. November 2010 alle Hersteller oder Importeure von chemischen Stoffen, die eine jährliche Produktions- oder Einfuhrmenge von 1.000 t oder mehr aufweisen, ihre Registrierung inform von umfangreichen Datensätzen an die zuständige Behörde (ECHA) in Helsinki übermitteln müssen. Ohne eine erfolgreiche Registrierung droht ein Herstellungs- bzw. Einfuhrstopp. Gleichzeitig endet im Dezember die Übergangsphase für die CLP-VO. Bis 3. Jänner 2011 muss die Meldung ins Einstufungs- und Kennzeichnungsverzeichnis erfolgen. Sie ändert die Kriterien für die Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien in der EU. Dadurch sind umfangreiche Anpassungsmaßnahmen für Verpackung und Transport nötig.

Die Mineralölindustrie ist von beiden EU-Verordnungen massiv betroffen. Da von den Unternehmen hauptsächlich hochvolumige Stoffe oder Gemische hergestellt oder importiert werden, muss bereits die erste Registrierungsfrist eingehalten werden.

CONCAWE wurde von ihren Mitgliedern beauftragt, die gemeinsamen Registrierungen für die 572 Hauptprodukte der Mineralölindustrie vorzubereiten. CONCAWE hat damit als Alleinvertreter für die Mineralölindustrie wesentliche Funktionen in den SIEFs (Foren zum Austausch von Stoffinformationen) für Mineralölprodukte und Schwefel übernommen. Sie bereitet die gemeinsamen Teile der Registrierungs dossiers und die Grundlagen für die Einstufung und Kennzeichnung vor. Die Registrierung der einzelnen Stoffe müssen jedoch die Mineralölunternehmen übernehmen. Dafür erhalten sie von CONCAWE die allgemeinen Teile des Registrierungs dossiers zur Verfügung gestellt und müssen diese, mit den notwendigen individuellen Daten ergänzt, rechtzeitig einreichen. Dies gilt auch für Produkte, die von CONCAWE nicht abgedeckt werden.

CLP-Verordnung – Erste Meldefrist

Die EU-CLP-Verordnung (Classification, Labelling, Packaging) regelt, wie künftig Chemikalien eingestuft, gekennzeichnet und verpackt werden müssen. Durch sie werden zahlreiche Aspekte des bestehenden Chemikalienrechts grundlegend verändert. Diese Regelung beruht auf der UN-Empfehlung GHS (Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals), welche alle zwei Jahre angepasst wird. Viele der eintretenden Veränderungen werden gerade für den Endanwender sichtbar als vieles andere im Chemikalienrecht sein. So sind Piktogramme neu gestaltet, es gibt neue Risikosätze und einiges mehr. Um den Wechsel vom bestehenden System zu ermöglichen, sind Übergangsfristen bis 1. Juni 2017 vorgesehen. Ein Einstufungs- und Kennzeichnungsverzeichnis wird errichtet, in welches Stoffe, die in Verkehr gebracht werden und die unter REACH registrierungspflichtig oder als gefährlich gemäß CLP eingestuft sind, mengenunabhängig gemeldet werden müssen. Auch in der Mineralölindustrie wird es durch die Zusammenführung von Daten zu neuen Informationen oder Änderungen von Einstufungsgrenzen kommen, letztendlich werden auch viele Stoffe und Gemische anders eingestuft als bisher. Die erste Melde-Deadline ist der 3. Jänner 2011: Stoffe, die am 1. Dezember 2010 in Verkehr gebracht werden, müssen bis dahin gemeldet werden.

Änderungen bei den Sicherheitsdatenblättern

Durch die REACH-VO wird das SDB bei den Informationen in der Lieferkette als das Instrument zur Kommunikation über Expositionsszenarien und Risikomanagementmaßnahmen verankert. Das ehrgeizige Ziel der neuen Bestimmungen ist ein verbesserter Umgang mit Chemikalien. Registranten müssen für eine einheitliche Einstufung sorgen und müssen Abweichungen begründen. Sie müssen sicherstellen, dass die Ergebnisse des Stoffsicherheitsberichts im SDB berücksichtigt werden. Nachgeschaltete Anwender müssen dafür sorgen, dass deren Expositionen und Risikomanagementmaßnahmen mit den Angaben im SDB abgedeckt sind. Die für diese Aufgaben erforderlichen Daten werden für die Mineralölindustrie ebenfalls im Zuge der Arbeiten von CONCAWE ermittelt.

Die Anforderungen für Sicherheitsdatenblätter werden durch die REACH-Verordnung Anhang II vorgegeben. Dieser wurde bereits geändert und mit der Verordnung (EG) Nr. 453/2010 der Kommission mit neuen Anforderungen zur Erstellung der Sicherheitsdatenblätter veröffentlicht. Der Anhang trat am 19. Juni 2010 in Kraft. Ein wesentlicher Punkt für die Mineralölunternehmen ist, dass die Registrierungsnummern von nachgeschalteten Anwendern verkürzt angegeben werden können. Das heißt, dass nicht jederzeit dokumentiert sein muss, von welchem Hersteller das Produkt stammt. Dies wäre bei einer Tankstelle aufgrund der unterschiedlichen Anlieferungen auch kaum möglich. In zeitlicher Übereinstimmung mit der CLP-Verordnung sollen die Sicherheitsdatenblätter grundsätzlich in zwei Schritten angepasst werden, nämlich am 1. Dezember 2010 für Stoffe und am 1. Juni 2015 für Gemische. Dazu gibt es zusätzliche Übergangsregelungen zur Vereinfachung des Umstiegs auf die neuen Sicherheitsdatenblätter. Allgemein werden für mehr Gemische SDB erforderlich sein, weil mehr Stoffe in der CLP-Verordnung einstuftungspflichtig und die Einstufungsregeln für Gemische konservativer gestaltet sind.

Arbeitskreis REACH-Chemikalienrecht

Das Hauptthema in den Arbeitskreissitzungen REACH-Chemikalienrecht des FVMI waren die Auswirkungen der zahlreichen Änderungen insbesondere auf den Inhalt der Sicherheitsdatenblätter und in Folge auf die Zapfsäulenkennzeichnung. Es wurde laufend über die Neuerungen berichtet und über den besten Zeitpunkt der Umstellung auf die neuen Anforderungen diskutiert. Des Weiteren haben die Firmenvertreter im FVMI die neuen Vorstöße des Umweltministeriums zur Novellierung des Chemikaliengesetzes 2010 und die daraus folgenden Auswirkungen auf die Mineralölindustrie (Gifrecht, Selbstbedienungs-VO, Vollzug in Österreich) besprochen.

2009 war neben einem Rückgang der inländischen Vorratspflicht, hervorgerufen durch einen rückläufigen Mineralölverbrauch, von der Inkraftsetzung der neuen Bevorratungsrichtlinie der Europäischen Union geprägt. Der zunehmenden Bedeutung der Internationalen Energieagentur (IEA) als globale Krisenagentur Rechnung tragend, hat der EU-Ministerrat nach lang andauernden Konsultationen mit den Mitgliedsstaaten, aber auch mit den in den Mitgliedsstaaten maßgeblichen Bevorratungsträgern am 12. Juni 2009 die neue EU-Bevorratungsrichtlinie beschlossen. Grosso modo bringt die neue EU-Richtlinie eine deutliche Annäherung an das Internationale Energieprogramm (IEP) der IEA, im Besonderen durch die Übernahme der Kalkulationsmethodik zur Berechnung der Vorratspflicht. Ferner stellt die Berechnung der 90-tägigen Vorratspflicht nunmehr entweder auf die Importe oder den inländischen Mineralölverbrauch ab, je nachdem, welcher Wert höher liegt.

Für die Zusammensetzung der zu haltenden Pflichtnotstandsreserven (PNR) ist durch die neue EU-Richtlinie – diese ist für jene Mitgliedsstaaten, die der IEA angehören, bis zum 31. Dezember 2012 umzusetzen – nunmehr ein größerer Spielraum gegeben. So wurde die bisherige verbrauchsbezogene Haltung von PNR gelockert, da einige Bestimmungen über die Haltung und die Zusammensetzung der PNR als Kann-Bestimmungen definiert sind.

Vorgelegt wurde den Mitgliedsstaaten nunmehr das neue Meldesystem. Nach einer ersten Begutachtung sind keine kritischen Auswirkungen aus dem neuen Meldesystem zu erwarten. Insbesondere wird sich daraus kein bürokratischer Mehraufwand für die vorratspflichtigen Importeure ergeben. Ob und in welchem Ausmaß eine Novelle des Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetzes (EBMG) zur Sicherstellung der Konformität mit der neuen Bevorratungsrichtlinie erforderlich sein wird, ist noch Gegenstand von Gesprächen mit dem Wirtschaftsministerium. Vorerst ist kein Zeitdruck gegeben, da die Umsetzung der neuen Richtlinie erst bis zum 31. Dezember 2012 zu erfolgen hat. ELG als Mitglied im FVMI wird die Interessen der betroffenen Wirtschaftskreise vertreten.

Besondere Bedeutung kommt im Hinblick auf die Bevorratungskosten der Flexibilität der Handlungsstruktur von Pflichtnotstandsreserven zu. Hervorzuheben ist die jahrelange Kooperation von ELG mit zahlreichen Partnern aus der Erdölindustrie und dem Energiehandel zur Nutzung von Synergien. Zur Erfüllung der nachhaltigen Sicherstellung der Deckung der übernommenen Vorratspflichten wird stets nach Lösungen gesucht, die eine rasche, kostengünstige und effiziente Haltung bzw. Verfügbarkeit von Krisenbeständen sichern. Das wurde auch durch die im EBMG geregelte Haltung von Rohölbeständen im Ölhafen Triest deutlich verbessert und war ein wichtiger Schritt zur Sicherstellung der jederzeitigen vollständigen PNR-Deckung.

Dies zeigt sich auch in der Handlungsstruktur der biogenen Rohstoffe und Biokraftstoffe. Da die langfristige Lagerung von Biokraftstoffen oder von fossilem Diesel mit Biokraftstoffanteilen aufgrund qualitativer und technischer Probleme nicht dem Bevorratungsziel der ständigen Verfügbarkeit entspricht, werden zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Falle einer Krise ersatzweise fossile Kohlenwasserstoffe gehalten. Eine Ausnahme bilden lediglich jene Bestände an Biokraftstoffen, die gemeinsam mit operativen Beständen gehalten werden, wodurch eine permanente Wälzung gewährleistet ist. Sowohl das EBMG durch seine Substitutionsbestimmungen als auch das Energielenkungsgesetz bieten einen entsprechenden Freiraum.

Ein wichtiger Bestandteil jeder nationalen Bevorratung ist der Erfahrungsaustausch mit anderen Bevorratungsträgern, sei es in der Europäischen Union oder in der Internationalen Energieagentur. So werden im Rahmen jährlich stattfindender Meetings wichtige gemeinsame Anliegen, aber auch neue Überlegungen und Ideen zur Diskussion gestellt. Dies wird eindrucksvoll durch die neue EU-Bevorratungsrichtlinie dokumentiert, wo erstmals die in der Union tätigen nationalen Bevorratungsträger in den Konsultationsprozess einbezogen und deren vorgebrachten Argumente und Vorschläge inhaltlich größtenteils berücksichtigt wurden.

Gastbeitrag von Mag. Peter Annawitt, ELG





Als im Mai 2009 die Mineralölindustrie gemeinsam mit dem Energiehandel und dem IWO nach intensiver Vorbereitung die Förderaktion für moderne Ölheizungen ins Leben gerufen hatte, war vor allem eines klar: In Österreichs Kellern warten tausende Ölkessel auf die Modernisierung. Seit Jahrzehnten haben hunderttausende Haushalte ihrem bewährten Heizungs-system ihr Vertrauen geschenkt. Das große Einsparungs-potenzial von Öl-Brennwerttechnik sowie die „Heizen mit Öl“-Kesselförderung konnten viele Konsumenten überzeugen. Bis Mai 2010 wurden insgesamt 10.800 Anträge für moderne Öl-Brennwertkessel genehmigt. Bis zum Jahr 2016 steht eine Fördersumme von insgesamt 130 Mio EUR zur Verfügung. Auf diesem Weg soll möglichst vielen Ölheizungsbesitzern der Umstieg auf moderne, effiziente und emissionsarme Öl-Brennwerttechnik erleichtert werden.

Der Ruf der Ölheizung ist beim Endkunden besser als vielfach angenommen. Die jahrzehntelange Zuverlässigkeit des Heizsystems hat beim Konsumenten ein hohes Maß an Vertrauen geschaffen, auf das sich aufbauen lässt. Weiterentwicklungen beim Energieträger und beim Heizsystem sorgen dafür, dass Heizöl auch in Zukunft einen wichtigen Platz im österreichischen Energiemix einnimmt.

In der Energieeffizienz liegt die Chance für die moderne Ölheizung. Rund 865.000 Haushalte heizen österreichweit mit Heizöl. Viele dieser Anlagen sind noch veraltet und sanierungsbedürftig. Durch die Umrüstung bestehender Ölheizungen auf moderne Brennwertsysteme lässt sich ohne großen baulichen Aufwand und mit verhältnismäßig geringen finanziellen Mitteln ein großes Einsparungspotenzial erschließen. Moderne Brennwerttechnik ermöglicht Privathaushalten gleichzeitig höchste Wirtschaftlichkeit und größtmögliche Unabhängigkeit beim Heizen.

Österreich ist gemäß dem im Dezember 2008 verabschiedeten Energie- und Klimapakets der Europäischen Union dazu verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 16 %, bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005, zu reduzieren. Maßnahmen zur Verbesserung der Energie-

effizienz helfen die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern. Energieeffizientere Technologien steigern zudem die Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts.

Im Bereich der Energieeffizienz konnte sich die Mineralölbranche als Vorreiter positionieren. So haben im November 2009 die Fachverbände der Mineralölindustrie und des Energiehandels mit dem Wirtschaftsministerium vereinbart, im Bereich der Raumwärme bis Ende 2016 rund 2.100 Gigawattstunden einzusparen, der in absoluten Zahlen höchste Beitrag aller Energieträger. Zur Umsetzung dieses Zieles haben die genannten Fachverbände gemeinsam mit dem IWO, dem Institut für wirtschaftliche Ölheizung, unter Berücksichtigung der wettbewerbsrechtlichen Vorgaben bereits im Winter 2009 eine eigene Gesellschaft, die HmÖ-GmbH, gegründet

Voraussetzung für die Gewährung einer Förderung durch die HmÖ ist, dass die zu ersetzende Ölheizung älter als zehn Jahre ist und es sich bei der neuen Anlage um ein mit Heizöl Extraleicht (HEL) betriebenes System mit moderner Brennwerttechnik handelt. Die genaue Höhe der Förderung wird halbjährlich bestätigt oder bei Bedarf neu festgelegt. 2009 waren es 3.000 EUR pro Anlage. Aufgrund des großen Interesses musste der Förderbeitrag pro Ölkessel ab 2010 auf 2.000 EUR abgesenkt werden. Die Förderaktion geht bis 2016 weiter.

Damit Heizöl noch umweltfreundlicher wird, arbeitet die österreichische Mineralölwirtschaft, nachdem sie 2008 rasch schwefelfreies HEL am Markt eingeführt hat, bereits an der nächsten Heizölgeneration mit biogenem Anteil. Diese ständigen Weiterentwicklungen beim Energieträger und beim Heizsystem beweisen die Zukunftsfähigkeit des Ölheizungs-systems. Die HmÖ-Förderung ist dabei ein wichtiger Beitrag der Mineralölindustrie, die nationalen Klimaziele zu erreichen, und sorgt dafür, dass Heizöl auch in Zukunft einen wichtigen Platz im österreichischen Energiemix einnimmt.

Gastbeitrag von Mag. Martin Reichard, IWO + HmÖ

LÄNDERÜBERGREIFENDES HANDBUCH FÜR TANKWAGENFAHRER

Sicherheit, Umweltschutz und Qualität sind in den Leitlinien der Mineralölkonzerne fest verankert und haben seit Jahren höchste Priorität. Zur besseren Umsetzung dieser Vorgaben im Bereich der Auslieferung von Mineralölprodukten wurde 2009 im FVMI begonnen, ein länderübergreifendes brancheneinheitliches Handbuch für Tankwagenfahrer zu entwickeln. Eine Projektkooperation zwischen dem Arbeitskreis „Straßen-transport“ des deutschen Mineralölwirtschaftverbandes eV (MWV) und dem österreichischen Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) wurde gestartet. In der Evaluierungsphase wurden zunächst grundsätzliche Fragen bezüglich der möglichen und vor allem sinnvollen Erstellung eines derartigen Handbuches geklärt. Darüber hinaus wurden allgemeine Rahmenbedingungen festgelegt sowie mögliche Detailkonzepte unter Berücksichtigung der Vorteile für die Erstellung eines einheitlichen, länderübergreifenden Handbuches erarbeitet.

In der Folge hat die Projektgruppe die Ergebnisse den jeweiligen Ländergremien präsentiert. Aufgrund des durchwegs positiven Feedbacks wurde die Projektgruppe mit der Umsetzung des Kooperationsprojektes respektive mit der Erstellung des Handbuches beauftragt. Die Projektgruppe hat 2009 intensiv an der Erstellung des Gesamtkonzeptes für das Handbuch gearbeitet, das nicht nur die Tankstellenausfuhr, sondern auch das Handelsgeschäft sowie die Flüssiggasausfuhr berücksichtigen und außerdem übersichtlich gestaltet sein soll. Ziel des Projektes ist es, einen einheitlichen Arbeitsstandard für Tankwagenfahrer im deutschsprachigen Raum zu gewährleisten bzw. kontinuierlich zu verbessern, um jegliche Gefahr für Mensch und Umwelt zu vermeiden. Um Mineralölspezifikationen bestmöglich berücksichtigen zu können, wird das Buch in seiner Endversion als Datenbank mit variablen Textbausteinen zur Verfügung stehen, wobei sich insbesondere die Mineralöltransportunternehmen gemäß ihren Anforderungen (bereichs-, mineralöl- und länderspezifisch) eine individuell angepasste Version des Handbuchs, bezogen auf ihre einzelnen Tankfahrzeuge, zusammenstellen können. Ein externer Fachspezialist wurde mit der Organisation des Arbeitskreises sowie der Koordination des redaktionellen Teils und dem Aufbau

des Online-Tools der Datenbank beauftragt. Mit der Erstellung der redaktionellen Texte wurde 2010 begonnen. Im Zuge dessen wurden zwölf bestehende Handbücher von Mineralölgesellschaften, Speditionen und des FVMI analysiert, den jeweiligen Kapiteln inhaltlich zugeordnet bzw. miteinander verknüpft. Das länderübergreifende Handbuch mit einem einheitlich gestalteten Arbeitsstandard für Tankwagenfahrer soll im ersten Quartal 2011 fertiggestellt sein.

Modulares Ausbildungsprogramm für Tankwagenfahrer

Seit 2008 existiert ein einheitliches FVMI-Trainingskonzept für Tankwagenfahrer, zu dem sich die Vertreter der FVMI-Mineralölgesellschaften bekennen. Das Konzept umfasst eine modulare Ausbildung, welche zahlreiche themenrelevante Agenden berücksichtigt. Insgesamt wurden vier aufeinander aufbauende Module entwickelt. Zusätzlich sind fünf Wahlmodule in das Programm aufgenommen worden. Aufbauende Module müssen im Zweijahresabstand absolviert werden. Wahlmodule hingegen sind grundsätzlich nicht verpflichtend, sofern nicht von den jeweiligen Mineralölgesellschaften vorgeschrieben, und können zwischen den aufbauenden Modulen absolviert werden. Eine ausführliche Beschreibung aller Module ist in der Broschüre „Modulares Ausbildungsprogramm für Tankwagenfahrer“ festgehalten, die der FVMI im Sommer 2009 veröffentlicht hat. Neben der Beschreibung der Trainingsinhalte sind in der Broschüre insbesondere die Anforderungen an den Trainingsveranstalter, an den Ort der Trainingsveranstaltung und an die Ausbilder (Instruktoren) festgelegt. Dadurch soll ein hoher Ausbildungsstand gesichert werden. Neben Publikationen dieses modularen Ausbildungsprogramms unter anderem auf der Homepage www.oil-gas.at hat der FVMI allen namhaften Ausbildungsstätten in Österreich die relevanten Unterlagen mit dem Hinweis, wie sie zur qualifizierten Ausbildungsstätte werden können, zugesandt. Die erste durch FVMI-Vertreter geprüfte Ausbildungsstätte war die „ÖAMTC Fahrtechnik“ im Jahr 2009 mit ihren Trainingszentren in Österreich. Nach erfolgreichem Abschluss eines umfassenden Audits übergab der FVMI im Juni 2009 an „ÖAMTC Fahrsicherheit“ die erste Urkunde als qualifizierte Ausbildungsstätte, die seither vom FVMI als qualifizierter Schulungsanbieter offiziell anerkannt ist.

Gastbeitrag von Bernhard Dewitz, C&E

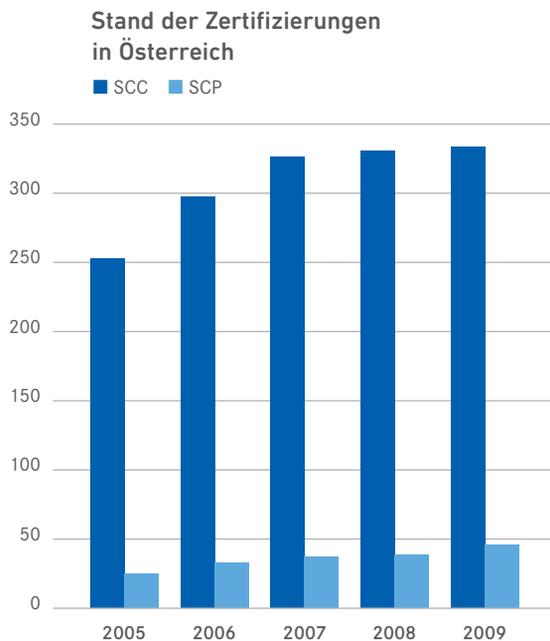
Sicherheits- und Gesundheitsschutzmanagementsysteme (SG-Systeme) haben neben den Qualitäts- und Umweltmanagementsystemen einen fixen Platz in der österreichischen Industrie und Wirtschaft. Als erstes SG-System etablierte sich SCC (Sicherheits Certifikat Contractoren) und hat im Jahr 1998 zur ersten Zertifizierung in Österreich geführt. Für die Pflege der entsprechenden normativen Dokumente und der SCC-Website ist das Sektorkomitee SCC Austria, angesiedelt beim Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI), zuständig. Die SCC-Sektorkomitees in Belgien, Deutschland, den Niederlanden und Österreich haben sich zu einer europäischen SCC-Plattform etabliert. Hauptaufgabe dieser ist es, die Vergleichbarkeit der Systeme und die gegenseitige Anerkennung zu gewährleisten.

Das SCC-Regelwerk beschreibt die Vorgehensweise, die bei der Zertifizierung von Contractoren 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 Contractoren des produzierenden Gewerbes und die SCP-Checkliste für Personaldienstleister. Aufgrund sich ändernder Gesetze und Vorschriften sowie (internationaler) Entwick-

lungen unterliegt das Regelwerk einer dementsprechenden Aktualisierung. Derzeit gültig ist die Version 2007, die Version 2010 ist in Ausarbeitung.

Ein wesentlicher Bestandteil von SCC sind die Forderungen, die an die Ausbildung von Mitarbeitern und Führungskräften der Contractoren gestellt werden. Um einen einheitlichen Ausbildungsstandard zu gewährleisten, wurden Ausbildungsinhalte, Ausbildungszeiten und Prüfkriterien verbindlich festgelegt. Über die Website www.scc-austria.at können weitere Informationen bezogen werden bzw. ist auch eine Liste aller in Österreich zertifizierten Firmen als PDF-Datei downloadbar.

Das SCC-/SCP-Zertifikat hat eine Gültigkeitsdauer von drei Jahren. Während dieser Zeit führt der Zertifizierer jährlich sogenannte Überwachungsaudits durch. Das Zertifikat kann auch gemeinsam mit anderen Zertifikaten, wie ISO 9001:2000 oder ISO 14001:2006, erworben werden. Immer mehr Auftraggeber und Auftragnehmer erkennen den Mehrwert einer SCC-/SCP-Zertifizierung, wie beispielsweise Steigerung des Sicherheitsbewusstseins der Mitarbeiter und Reduzierung von Arbeitsunfällen.



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

Der Fachverband der Mineralölindustrie auf Arbeitgeberseite und die Gewerkschaftsvertreter von Metall-Textil-Nahrung, Chemie und Privatangestellten auf Arbeitnehmerseite einigten sich am 21. Jänner 2009 im Rahmen des seit 1. Juli 2007 für alle ArbeitnehmerInnen in der Mineralölindustrie geltenden einheitlichen Vertragswerks auf einen neuen Kollektivvertrag über die Erhöhung der Löhne und Gehälter in der Mineralölindustrie. Das Verhandlungsergebnis brachte ab 1. Februar 2009 eine Erhöhung der Mindestbezüge für die ArbeiterInnen und Angestellten um 3,8%. Die monatlichen Ist-Bezüge wurden in beiden Arbeitnehmergruppen ebenfalls um 3,8% angehoben. Eine Vereinbarung für eine Einmalzahlung erfolgte nicht. Die Lehrlingsentschädigungssätze, Trennungskostenentschädigungen und Zulagen, nicht jedoch die Reiseaufwandsentschädigungen und Inlandsdienstreisen gemäß § 21 Pkt 5 und 6 des Rahmenkollektivvertrages, haben die Verhandlungspartner entsprechend angepasst. Im Rahmenrecht erfolgten geringfügige Änderungen bei Arbeitsleistungen an Sonntagen und beim Höchstausmaß der Anrechnung von Karenzen. Ebenso wurden Arbeitsgruppen zur Schichtarbeit sowie zu Vorruhestandsmodellen und zu Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen vereinbart. Im FVMI-Verhandlungskomitee waren Dr. Georg Horacek (OMV) als Vorsitzender sowie Dr. Elena Zivlonghi (Agip), Erich Bayer (BP), Gertraud Konar (BP), Karin Neuherz (Esso), Mag. Martina Helm (OMV), Dr. Manfred Eder (RAG), Mag. Helga Posch-Lindpaintner (Shell), Mag. Harald Stelzer (WKÖ-BSI) und Dr. Christoph Capek (FVMI).

Die nächsten Kollektivvertragsverhandlungen in der Mineralölindustrie fanden am 20. Jänner 2010 in der WKÖ statt. Am Abend dieses Tages haben sich die Vertreter des FVMI und die Gewerkschaftsvertreter von PRO-GE und GPA-djp auf einen neuen Lohn- und Gehaltsabschluss geeinigt. Das Verhandlungsergebnis sah ab 1. Februar 2010 eine Erhöhung

der Mindestbezüge für die ArbeiterInnen und Angestellten um 1,5% vor. Die monatlichen Ist-Bezüge wurden in beiden Arbeitnehmergruppen ebenfalls um 1,5% angehoben. Als Alternative wurde vereinbart, dass eine Verteiloption um 1,7% der Lohn- und Gehaltssumme zwischen Arbeitgeber und Betriebsrat abgeschlossen werden kann, wobei 0,4% davon zur innerbetrieblichen Verteilung zu gelangen haben. Kam es bis Ende März zu keiner Betriebsvereinbarung über eine solche Verteiloption, waren die Löhne und Gehälter rückwirkend zum 1. Februar 2010 um 0,2% auf 1,5% zu erhöhen. Die Lehrlingsentschädigungen, Aufwandsentschädigungen sowie Zuschläge und Zulagen wurden ebenfalls um 1,5% erhöht.

Im Rahmenrecht kam es ebenfalls zu kleineren Anpassungen. So wurde bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen eine Anpassung der Arbeitszeit im teilkontinuierlichen Schichtbetrieb an den vollkontinuierlichen Schichtbetrieb vereinbart. Zu den Vertretungs- und SEG-Zulagen für Angestellte wurden im Laufe des Jahres betriebliche Bewertungen zugesagt.

Vom Kollektivvertragsabschluss sind rund 3.500 Beschäftigte, davon rund 2.500 Angestellte und etwa 1.000 Arbeiter (einschließlich Lehrlinge), erfasst. Das Verhandlungskomitee des FVMI setzte sich aus Georg Horacek (Vorsitz, OMV) sowie Erich Bayer (BP), Manfred Eder (RAG), Gerhard Entholzer (Conoco-Phillips), Manuela Graf (Shell), Martina Helm (OMV), Gertraud Konar (BP), Bettina Schabel (OMV), Harald Stelzer (BSI), Christopher Veit (OMV E&P Austria), Gerhard Wagner (OMV R&M), Elena Zivlonghi (Agip) und Christoph Capek (FVMI) zusammen. Der neue Kollektivvertrag inklusive Rahmenvertrag liegt seit April 2010 in einem einheitlichen Druckwerk (Arbeiter und Angestellte) auf und ist auf der FVMI-Homepage unter www.oil-gas.at downloadbar. Eine Arbeitsfassung in Englisch ist ebenfalls erhältlich.

Rohölreserven

	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2009 in Mio t	2009 in %	2009 Veränderung
OPEC-Länder	123.310	123.722	126.086	128.220	129.754	70,2%	1,2%
davon Saudi-Arabien	36.461	35.845	36.453	36.379	35.791	19,4%	-1,6%
davon Irak	15.430	15.430	15.430	15.686	15.686	8,5%	0,0%
davon Kuwait	14.430	14.083	14.430	14.186	14.186	7,7%	0,0%
davon Iran	18.109	18.630	18.921	18.571	18.771	10,2%	1,1%
Russland	10.587	13.453	13.453	13.487	13.487	7,3%	0,0%
Kanada/USA	26.951	27.059	26.857	27.200	26.507	14,4%	-2,5%
EU	1.080	978	897	860	827	0,4%	-3,8%
Welt gesamt	175.384	178.743	180.717	183.074	184.715	100,0%	0,9%

QUELLE: OIL AND GAS JOURNAL (2009 ZUM TEIL VORLÄUFIGE WERTE)

Rohölförderung

	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2009 in Mio t	2009 in %	2009 Veränderung
OPEC-Länder	1.667,7	1.673,7	1.654,4	1.703,8	1.574,7	-41,2%	-7,6%
davon Saudi-Arabien	526,8	514,3	494,2	515,3	459,5	12,0%	-10,8%
davon Iran	206,3	208,2	209,7	209,9	202,4	5,3%	-3,6%
davon Kuwait	129,3	132,7	129,9	137,2	121,3	3,1%	-11,6%
davon Irak	90,0	98,1	105,2	119,3	121,8	3,2%	2,1%
N-Amerika/Mexiko	645,3	646,7	642,0	620,4	628,5	16,5%	1,3%
Europa/Eurasia	844,8	847,9	859,7	850,2	854,8	22,4%	0,5%
davon Russland	470,0	480,5	491,3	488,5	494,2	12,9%	1,2%
davon Norwegen	138,2	128,7	118,8	114,1	108,3	2,8%	-5,1%
davon UK	84,7	76,6	76,8	71,7	68,0	1,8%	-5,2%
davon Kasachstan	62,6	66,1	68,4	72,0	78,0	2,0%	8,3%
Welt gesamt	3.898,6	3.910,0	3.901,4	3.934,7	3.820,5	100,0%	-3,0%

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW (JUNI 2010)

Mineralölverbrauch

	2005 in Mio t	2006 in Mio t	2007 in Mio t	2008 in Mio t	2009 in Mio t	2009 in %	2009 Veränderung
N-Amerika/Mexiko	1.139,4	1.130,2	1.134,3	1.079,0	1.025,5	26,4%	-5,0%
EU-Länder	721,3	724,9	707,9	703,4	670,8	17,3%	-4,6%
davon Deutschland	122,4	123,6	112,5	118,9	113,9	2,9%	-4,2%
davon Frankreich	93,1	93,0	91,4	90,8	87,5	2,3%	-3,6%
davon Italien	86,7	86,7	84,0	80,4	75,1	1,9%	-6,6%
davon UK	83,0	82,3	79,2	77,9	74,4	1,9%	-4,5%
davon Spanien	78,8	78,1	78,8	77,1	72,9	1,9%	-5,4%
Japan	244,1	237,5	229,3	221,9	197,6	5,1%	-11,0%
China	327,8	347,7	364,4	380,3	404,6	10,4%	6,4%
Welt gesamt	3.877,8	3.916,2	3.969,5	3.959,9	3.882,1	100,0%	-2,0%

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW (JUNI 2010)

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 Europa SE – ZNL BP Austria
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, Radlpass-Straße 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





Even though the global economy began its slow recovery from the recession that had spread from the second half of 2008, the effects of the financial and economic crisis were still highly visible in energy demand figures for 2009. For the first time since 1982, global consumption of primary energy declined in 2009, to one percent below the level of 2008. Of all primary energy sources, oil consumption, dipping by 1.7%, experienced the sharpest dent on a global scale. Austria did not escape the bust and its energy consumption slipped significantly against the previous year. The global check on demand sent the oil price into a temporary tailspin at the start of the year, to some USD 40 per gallon, only to return, interrupted by short-term setbacks during the summer months, to almost USD 80 per gallon by November.

The petrol price showed a similar development on the Rotterdam market for petroleum products: by the end of the year prices were about 60% higher than at the start of 2009. For diesel fuel the rise of about 35% was more moderate, due to lower demand, but the price level at the start of 2009 was substantially higher than that of petrol. As a consequence spring saw a return to lower pump prices for diesel, as had been customary before 2008, to a few cents below the petrol price, due to the lower petroleum tax rate. High inventory levels and low demand reduced refinery margins in Europe by over 60% and their capacity utilisation rates plunged.

The Austrian petrol station market was once again marked by fierce competition among a dense network of stations. Sales points fought a vicious price war which, while certainly pleasing consumers, meant that many stations had to be closed down. Unfortunately media discussions of fuel prices, emotion-ridden as they often are, tend to forget that the members of our Association ensure full-scale and constant supply, typically 365 days a year and 24 hours a day, not just in agglomerations but also in marginal locations of little economic attraction. The difficult profit situation is reflected in the very modest before-tax margins for petrol stations. These margins are among the lowest in all of Central and Western Europe, as has been repeatedly documented by many studies.

In response to the consummate interest extended to the fuel market in the public debate, the Austrian Petroleum Industry Association once again directed considerable efforts at this subject, through numerous press releases, discussions with journalists, interviews and an information campaign for petrol stations. Quite apart from such endeavours we must not forget the many activities dealt with by the Association's office together with representatives from our member companies in scores of working panel meetings and conferences with government agencies at all levels, which produce responses and comments by the industry. In the up- and downstream sectors these involve energy and environmental topics, collective bargaining agreements, issues of safety and logistics, heating and motor fuels, biofuels, standards, REACH, waste issues and much more.

For the past eight years I have had the honour and pleasure to serve as president of the Association whose autonomy I have always championed. At the occasion of the Chamber elections I decided to hand over the presidency to Mr. Gerhard Roiss, my future successor at OMV, already in June 2010. I wish him all the best and good luck with this office, and I want to take this opportunity to thank all Association members for their support and impressively excellent cooperation within the Austrian Petroleum Industry Association.

Vienna, on September 2010

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'W' followed by a large, flowing 'R' and a trailing flourish.

Wolfgang Ruttensdorfer

President of the Austrian Petroleum Industry Association,
until 8 June 2010

The global credit crunch and economic crisis first hit Austrian businesses already in the second half of 2008; by 2009 exports and manufacturing began to founder. At a decline of 3.9% in real terms, Austria's GDP in 2009 fell off at a rate not seen in 60 years. Industrial production was far below the previous year's level. With prices for raw materials flagging and the economy on a downward course, general inflation was muted: as an average of 2009, it slowed down to 0.5%, compared to 3.2% for 2008. According to the Austrian Institute of Economic Research WIFO, the Austrian economy contracted by 4.9% over the previous year in the first quarter of 2009. Economic performance continued to shrink in the second quarter although the downward trend was visibly decelerated. By mid-year, the first signs of growth could be detected.

In 2009, Austria's industry went through the steepest through since 1945, and the crisis year had a dramatic impact on the industries' order books. Production declined to the level of 2005, haemorrhaging EUR 25mn or 18% to reach EUR 113.6bn. No sector of the industry was spared production cuts in 2009. Exports were similarly affected: in 2009, Austrian international exports plummeted by almost 20% or EUR 23.4bn to EUR 94.2bn in all.

In order to cushion the effects of the economic crisis, Austrian economic policymakers introduced a slew of fiscal measures. Private consumption profited from a tax reform and a family package to strengthen the purchasing power of private households. In spite of the crisis, consumption grew in real terms: it was the only demand aggregate in Austria that did not show any decline in 2009.

In February 2009, the economic slowdown caused the job count, especially in the industries, to stall for the first time since March 2003. In the second quarter, service jobs began to feel the pressure as well, and job losses accelerated. Altogether, dependent employment declined by 1.4% to a total of 3,259,310 in 2009. Employment of foreign nationals fell off by 1.3% to 430,500 workers of non-Austrian citizenship in 2009. On the other hand, the number of those in self-employment and contributing family members grew again, to a total of 423,400 in 2009. As an annual average, 260,300 people were unemployed, 48,100 more than in the previous year. The Austrian unemployment rate was 7.2%, or 4.8% by Eurostat figures (Labour Force Survey). In response to the perceptible growth of joblessness, two labour market packages were adopted and short-time work, a tool rarely used in the past, made more flexible.

According to WIFO figures, the crisis made for a massive reduction in energy consumption (about 4%). Energy prices also felt the impact. Crude oil prices, which had substantially risen as an annual average until 2008 (to USD 97/bbl), plunged to USD 61.5/bbl. The development was similar on an euro basis because the dollar gained very little strength against the euro in 2009 (the annual average exchange rate was USD 1.39 to the euro). Cheaper crude had a major impact on fuel and fuel oil prices. In 2009, Austria consumed 11.3mn tons of mineral oil products, 5.2% less than in the previous year, according to figures published by the Federal Ministry of Economy, Family and Youth. Remarkable developments were the reduction of diesel consumption by 3.2% to 5.95mn tons and the decline in extra-light fuel oil consumption by 11.3% to 1.46mn tons. Petrol consumption, on the other hand, rose slightly, by 0.4%, to 1.84mn tons.

The Austrian Petroleum Industry Association (APIA, or FVMI to give it its proper German title) is an Austrian-wide association of petroleum-based industries operating within the scope of the Austrian Federal Economic Chamber (WKÖ). It is organised as a corporation under public law to serve as a lobby for its members. A legal interest group, the Association acts as a link between business and the public. Its members are Austrian companies that operate upstream (exploration and production of crude oil), midstream (transport in pipelines) and downstream (processing at their own or associated refineries and sale of petroleum products). At present, the Association has 23 petroleum companies active in the up-, mid- and/or downstream sectors.

The Association's remit comprises not just representation of its members' interests as provided in the Economic Chamber Act (WKG), but also regular surveys of prices and quantities, such as the weekly poll of petrol station prices for fuels under the Price Transparency Act which furnishes data for an EU-wide comparison, non-company-based evaluations and price enquiries for regional zones in Austria on behalf of the Federal Ministry of Economy, Family and Youth.

Another core competence of the Association is negotiations for collective bargaining agreements with the trade unions for employees in private businesses, printing, journalism, paper industries and production workers covering almost 3,500 workers. The joint collective bargaining agreement for workers in the Austrian mineral industry is available as a paper version, on the Association's homepage (also in English as a PDF file) and in the Economic Chamber's database for collective bargaining agreements and is regularly updated.

Furthermore, the Association drafts and coordinates statements for the sectoral assessment of EU directives and comments on national bills and draft ordinances for ministries and other government agencies. Issues of relevance for the industry, such as environment and energy (climate strategy, emission trading, dust pollution, fuel and biofuel regulations, standards, waste water, garbage, etc.), taxes, industrial law and social policies, are covered in technical as well as

organisational terms by the Association in collaboration with company representatives within numerous working panels. The Association also supplies its members with sector-specific information as well as communications on general business subjects, in cooperation with the Federal Industrial Section and the competent departments at the Economic Chamber. Its particular brief includes:

- collaboration with the Austrian Ministry of Economy, Family and Youth and the Federal Ministry for Agriculture, Forestry, Environment and Water Management, especially with regard to issues of energy provision, supply security and fuel qualities, as well as close cooperation with specialised organisations in the industry;
- response to technical enquiries by government authorities, the social partners, consumers, students and national and international organisations;
- organising and handling several panel meetings per year for segments such as commercial business, p.r. activities, retail, statistics, transport logistics, HSSE, REACH, biofuels and waste;
- press releases and statements for print and broadcast media, on subjects such as market development of crude oil and fuel prices and supply of mineral products;
- regular updating of the Association's homepage (www.oil-gas.at) and preparation of the annual report;
- participation as the sponsoring organisation in the "Liquid Fuels" working group and as a shareholder in Heizen mit Öl GmbH, a company promoting oil heating systems;
- cooperation with Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen GmbH (main office for mine life-saving and gas protection services);
- expert and financial support of Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften (Austrian Society for Petroleum Sciences; ÖGEW).

In Austria, successful prospecting work for oil and natural gas has been carried on for decades at the Wiener Becken, a sedimentary basin around Vienna, and in the molasse zone of Upper Austria and Salzburg, with both sites producing economically relevant quantities.

In 2009, OMV sank 33,000 metres of pipes in the course of its drilling works, a reduction of 14,000 metres or 30% over the previous year, returning to the level of 2007. Altogether, OMV contributed 40% of the domestic drilling performance, whereas Rohöl-Aufsuchungs-AG (RAG), added the remaining 60% or 48,500 metres, slightly more than in 2008.

Excepting natural gas liquids (NGLs), oil production yielded 905,000 tons in 2009, of which 804,400 tons came from the Vienna Basin and 100,600 tons from the molasse zone. Production of NGLs (the condensate and liquid constituents of natural gas production) made up 93,400 tons, 99.7% of which derived from the Vienna Basin. Of the total oil production of 998,500 tons, OMV extracted 87.6% (874,700 tons) and RAG recovered 12.4% (123,700 tons). Broken down by fields, the Vienna Basin produced 90% (897,600 tons) and the molasse zone added 10% (100,900 tons).

Oil deliveries to Austria comprised 7,43mn tons, sourced from 17 countries. The chief crude oil supplier to Austria's domestic petroleum system in 2009 was Kazakhstan with 2.78mn tons, followed by Iraq (1.22mn tons) and Libya (1.11mn tons). Almost all of the crude oil import is transported by pipelines (Transalpine pipeline and Adria-Vienna pipeline) from the harbour of Trieste to Schwechat near Vienna, the only refinery in Austria. In addition to crude, Austria in 2009 imported some 6.2mn tons of products, such as petrol, diesel or fuel oil, mostly from Germany, Italy and the Slovak Republic.

In 2009, production ran to 1.58bn m³n (standard cubic metres) of natural gas including petroleum gas, an amount made up of 1.33bn cubic metres (84%) of natural gas and 250mn cubic metres (16%) of petroleum gas. Of this volume, 85% was contributed by OMV and 15% by RAG. Domestic natural gas production yielded 17% of the natural gas required in Austria, and the remaining 83% had to be provided through imports, most of them from Russia. At 8.1bn cubic metres, deliveries to consumers (households, industry, electricity producers) were lower by 3% compared to 2008.

OMV's refinery at Schwechat processed altogether 8.33mn tons of crude in 2009 (2008: 8.73mn tons), of which about 11% came from domestic production and 89% from abroad and 0.6mn tons of semi-finished products (2008: 0.65mn tons). The refinery worked at 87% capacity and covered some 46% of Austria's demand for petroleum; about 22% of the production was exported.

Combined with the storage depot at Vienna-Lobau and the depot at St. Valentin, the Schwechat refinery is the largest industrial complex in Austria. Together, the refinery and two depots have a storage capacity of 3.4mn cubic metres.

In 2009, the fuel market in Austria (petrol and diesel fuel) once again contracted, to 7.79mn tons (-2.4%) or about 9.4bn litres. Demand for petrol edged up by 0.4% to 1.84mn tons, whereas sales of diesel fuel as a result of the economic crisis continued the previous year's decline, dropping by 3.2% to 5.95mn tons (2008: 6.15mn tons). In 2009, 1.46mn tons of gas oil were consumed for heating, 11% less than in the previous year. Total petroleum consumption in Austria, ranging from LPG to petrol, gas oil, fuel oil and bitumen, came at 11.3mn tons, 5.2% less than in the previous year (2008: 11.9mn tons; 2007: 12.0mn tons; 2006: 12.8mn tons; 2005: 12.9mn tons).

Some 67% of motor fuels consumed in Austria were sold by the network of publicly accessible petrol stations. They numbered slightly over 2,700 at the end of 2009, compared to 2,800 the year before. The trend seen in the past years – the “majors” divesting themselves of low-profit stations – continued unabated.

In Austria, petrol station prices (including taxes) in early 2009 hovered at about EUR 0.90 per litre of Eurosuper and about EUR 0.95 per litre of diesel fuel. Over the year pump prices steadily rose, reflecting the trend on the international oil markets, and reached their first peak of the year in August, at EUR 1.12 per litre of Eurosuper and EUR 1.02 per litre of diesel. Contrary to 2008, the pump price for diesel dropped below that for petrol in the spring of 2009. Following a slight decline in the autumn, prices did not return to this level before early December. Austrian prices for petrol and diesel have for years been constantly lower than the EU average, thus matching international trends. If the mineral oil tax were raised by 10 cents per litre, an option widely discussed in the spring of 2010, this price advantage enjoyed by Austrian motorists would be lost.



**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

www.oil-gas.at

