



## Bericht Jänner – Dezember und Q4 2013

- ▶ **Starker Cashflow aus der Betriebstätigkeit von EUR 4,1 Mrd, +8% in 2013**
- ▶ **Produktion in Rumänien in 2013 zum ersten Mal seit Petroms Privatisierung 2004 im Jahresvergleich gesteigert**
- ▶ **CCS EBIT vor Sondereffekten von EUR 444 Mio in Q4/13**
- ▶ **Akquisition von Statoil-Assets am 31. Oktober abgeschlossen; Produktionsbeitrag von 18 kboe/d in Q4/13**
- ▶ **Verschuldungsgrad von 30%; in Einklang mit dem langfristigen Zielwert, trotz hohem Investitionsniveau**
- ▶ **Langfristiger Gasbezugsvertrag mit Statoil neu verhandelt; Übergangsvereinbarung mit Gazprom erreicht**
- ▶ **Downstream Restrukturierung auf Kurs: Verkauf des 45%-Anteils am Raffinerieverbund Bayernoil unterzeichnet**
- ▶ **Der Vorstand schlägt eine erhöhte Dividende von EUR 1,25 je Aktie für 2013 vor**

### Gerhard Roiss, OMV Generaldirektor:

“2013 war für OMV ein entscheidendes Jahr. Ein Jahr, in dem wir bedeutende Fortschritte erzielt haben, uns von einem vorwiegend auf Downstream fokussierten integrierten Unternehmen in einen auf Upstream fokussierten integrierten Öl- und Gaskonzern umzuwandeln. Trotz der Herausforderungen in Libyen und im Jemen, historisch niedrigen Raffineriemargen und schwachen Spotpreisen auf den Gasmärkten, haben wir das Fundament für eine stark profitable Zukunft gelegt. Die USD 2,65 Mrd Akquisition von Statoil-Assets wird eine Schlüsselrolle bei der erfolgreichen Umsetzung unserer Strategie spielen. Finanziert wurde sie größtenteils durch die erfolgreiche Reduktion des Working Capitals. Der Verschuldungsgrad per Jahresende bleibt, in Einklang mit dem langfristigen Ziel, bei 30%. Des Weiteren haben wir das Explorationsportfolio durch neue Beteiligungen in Madagaskar und Gabun verstärkt und verzeichneten vielversprechende Funde in Norwegen, Pakistan und Libyen. In Downstream konnten wir unseren langfristigen Gasbezugsvertrag mit Statoil neu verhandeln und eine Übergangsvereinbarung mit Gazprom abschließen. Durch den Verkauf des 45%-Anteils am Raffinerieverbund Bayernoil machten wir einen bedeutenden Fortschritt in unserem Veräußerungsprogramm. Wir haben nun das Portfolio, um unsere Ziele für 2016 zu erreichen. Der Abschluss der Projekte innerhalb des Portfolios wird es uns ermöglichen, unsere langfristige Profitabilität zu steigern.”

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
576	213	791	-73	Betriebserfolg (EBIT)	2.717	3.104	-12
619	444	956	-54	CCS EBIT vor Sondereffekten	2.647	3.407	-22
229	-78	317	n.m.	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss <sup>1)</sup>	1.162	1.363	-15
263	178	393	-55	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten <sup>1)</sup>	1.112	1.544	-28
0,70	-0,24	0,97	n.m.	Ergebnis je Aktie in EUR	3,56	4,18	-15
0,81	0,55	1,20	-55	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR	3,41	4,73	-28
1.081	421	1.044	-60	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	4.110	3.813	8
-	-	-	n.a.	Dividende je Aktie in EUR <sup>2)</sup>	1,25	1,20	4

<sup>1)</sup> Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

<sup>2)</sup> 2013: Vorschlag des Vorstands. Vorbehaltlich der Zustimmung des Aufsichtsrats sowie der Hauptversammlung 2014.

### Inhalt

- |                                      |                               |   |
|--------------------------------------|-------------------------------|---|
| 2  <b>Lagebericht</b><br>(ungeprüft) | 2  Ergebnisse auf einen Blick | 11  <b>Konzernabschluss und Konzernanhang</b> (ungeprüft) |
|                                      | 3  Geschäftsbereiche          | 21  <b>Erklärung des Vorstands</b>                        |
|                                      | 9  Ausblick                   | 22  <b>Weitere Informationen</b>                          |

# Lagebericht (verkürzt, ungeprüft)

## Ergebnisse auf einen Blick

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
10.698	10.372	11.390	-9	Umsatz <sup>1)</sup>	42.415	42.649	-1
529	209	782	-73	EBIT E&P <sup>2)</sup>	1.990	2.743	-27
-15	-47	-70	-32	EBIT G&P	1	43	-99
105	42	31	35	EBIT R&M	772	417	85
-19	-17	-21	-18	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-53	-66	-19
-25	26	70	-62	Konsolidierung	7	-33	n.m.
<b>576</b>	<b>213</b>	<b>791</b>	<b>-73</b>	<b>EBIT</b>	<b>2.717</b>	<b>3.104</b>	<b>-12</b>
357	312	372	-16	davon EBIT Petrom Gruppe	1.336	1.273	5
-97	-188	-128	47	Sondereffekte <sup>3)</sup>	143	-304	n.m.
-6	-12	-18	-33	davon: Personal und Restrukturierung	-20	-45	-55
-95	-165	-45	n.m.	Außerplanmäßige Abschreibungen	-281	-162	74
0	12	85	-86	Anlagenverkäufe	453	91	n.m.
4	-24	-150	-84	Sonstiges	-8	-190	-96
53	-43	-37	17	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-)	-73	1	n.m.
578	257	698	-63	EBIT vor Sondereffekten E&P <sup>2), 4)</sup>	2.086	2.824	-26
-15	80	59	35	EBIT vor Sondereffekten G&P <sup>4)</sup>	137	184	-25
98	92	145	-37	CCS EBIT vor Sondereffekten R&M <sup>4)</sup>	462	488	-5
-18	-11	-16	-30	EBIT vor Sondereffekten Konzernbereich und Sonstiges <sup>4)</sup>	-46	-56	-19
-25	26	70	-62	Konsolidierung	7	-33	n.m.
<b>619</b>	<b>444</b>	<b>956</b>	<b>-54</b>	<b>CCS EBIT vor Sondereffekten <sup>4)</sup></b>	<b>2.647</b>	<b>3.407</b>	<b>-22</b>
365	310	406	-24	davon CCS EBIT vor Sondereffekten Petrom Gruppe <sup>4)</sup>	1.362	1.316	3
510	19	687	-97	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.290	2.857	-20
375	59	403	-85	Periodenüberschuss	1.729	1.790	-3
229	-78	317	n.m.	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss <sup>5)</sup>	1.162	1.363	-15
<b>263</b>	<b>178</b>	<b>393</b>	<b>-55</b>	<b>Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten <sup>4), 5)</sup></b>	<b>1.112</b>	<b>1.544</b>	<b>-28</b>
0,70	-0,24	0,97	n.m.	Ergebnis je Aktie in EUR	3,56	4,18	-15
0,81	0,55	1,20	-55	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR <sup>4)</sup>	3,41	4,73	-28
1.081	421	1.044	-60	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	4.110	3.813	8
3,31	1,29	3,20	-60	Cashflow je Aktie in EUR	12,60	11,69	8
1.832	4.371	3.747	17	Nettoverschuldung	4.371	3.747	17
12	30	26	17	Verschuldungsgrad in %	30	26	17
829	3.276	1.063	n.m.	Investitionen	5.226	2.426	115
-	-	-	n.a.	Dividende je Aktie <sup>6)</sup>	1,25	1,20	4
-	-	-	n.a.	ROFA in %	15	18	-16
-	-	-	n.a.	ROACE in %	11	11	3
-	-	-	n.a.	CCS ROACE vor Sondereffekten in % <sup>4)</sup>	11	12	-12
-	-	-	n.a.	ROE in %	11	13	-10
26	-218	41	n.m.	Steuerquote des Konzerns in %	25	37	-34
27.128	26.863	28.658	-6	Mitarbeiteranzahl	26.863	28.658	-6

Zahlen in dieser und folgenden Tabellen lassen sich möglicherweise auf Grund von Rundungsdifferenzen nicht aufaddieren.

<sup>1)</sup> Umsätze exklusive Mineralölsteuer.

<sup>2)</sup> Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

<sup>3)</sup> Sondereffekte sind außergewöhnliche, nicht wiederkehrende Effekte, die zum EBIT addiert bzw. vom EBIT abgezogen werden. Für nähere Informationen verweisen wir auf die Geschäftsbereiche.

<sup>4)</sup> Bereinigt um Sondereffekte. Das bereinigte CCS Ergebnis eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

<sup>5)</sup> Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

<sup>6)</sup> 2013: Vorschlag des Vorstands. Vorbehaltlich der Zustimmung des Aufsichtsrats sowie der Hauptversammlung 2014.

# Geschäftsbereiche

## Exploration und Produktion (E&P)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
529	209	782	-73	Betriebserfolg (EBIT)	1.990	2.743	-27
-49	-47	84	n.m.	Sondereffekte	-96	-81	18
578	257	698	-63	EBIT vor Sondereffekten	2.086	2.824	-26
275	277	301	-8	Gesamtproduktion in kboe/d	288	303	-5
182	181	183	-1	davon Petrom Gruppe	183	183	0
13,1	12,7	14,6	-13	Rohöl- und NGL-Produktion in Mio bbl	54,9	59,2	-7
68,3	71,5	73,3	-3	Erdgasproduktion in bcf	279,9	290,6	-4
110,29	109,24	110,08	-1	Durchschnittlicher Brent-Preis in USD/bbl	108,66	111,67	-3
101,79	100,21	99,12	1	Durchschnittlich realisierter Rohölpreis in USD/bbl	100,84	99,73	1
1,324	1,361	1,297	5	Durchschnittlicher EUR-USD-Kurs	1,328	1,285	3
175	193	158	22	Explorationsausgaben in EUR Mio	627	476	32
13,88	16,77	13,48	24	Produktionskosten in USD/boe	13,96	12,79	9

### Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. viertes Quartal 2012 (Q4/12)

- **Q4/13-Ergebnis durch geringere Verkaufsmengen belastet**
- **Niedrigere Produktion hauptsächlich durch Sicherheitsprobleme in Libyen**
- **Neu erworbenes Asset Gullfaks in der Nordsee, Norwegen, trägt bereits zur Produktion bei**

Der **Brent-Preis** in USD lag 1% unter dem Niveau von Q4/12. Der durchschnittlich **realisierte Rohölpreis** des Konzerns stieg dagegen um 1% vs. Q4/12, da in Q4/12 ein negatives Hedging-Ergebnis von EUR -37 Mio verzeichnet wurde. Für das Jahr 2013 wurden keine strategischen Ölpreis-Hedges abgeschlossen. Der durchschnittlich im Konzern **erzielte Gaspreis** in EUR lag um 19% über dem Niveau von Q4/12.

Das **EBIT vor Sondereffekten** sank deutlich um 63% auf EUR 257 Mio, vorwiegend aufgrund geringerer Verkaufsmengen in Libyen und Neuseeland. Der schwächere USD gegenüber EUR hatte einen negativen Effekt auf das Ergebnis. Die **Explorationsaufwendungen** lagen um 82% über dem Vorjahresquartal (EUR 221 Mio vs. EUR 122 Mio in Q4/12), aufgrund von Abschreibungen von zwei Explorationslizenzen in der Region Kurdistan im Irak (Rovi und Sarta) und zwei Explorationsbohrungen in Norwegen (Bonna und Wisting Alternative), zusammen mit dem Erwerb seismischer Daten für das Gebiet Wisting. Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -47 Mio, hauptsächlich verursacht durch Abschreibungen von Vermögenswerten in Tunesien, führten zu einem **EBIT** von EUR 209 Mio, 73% unter dem Niveau von Q4/12 (EUR 782 Mio).

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe waren, im Wesentlichen aufgrund eines veränderten Ländermix mit geringeren Produktionsmengen in Libyen, Großbritannien und Neuseeland sowie dem Beitrag von Gullfaks (Norwegen), um 24% höher als in Q4/12. Die OPEX in USD/boe von Petrom stiegen aufgrund negativer FX-Effekte, der Neubewertung der Pensionsrückstellungen und höherer Servicekosten, um 13%. Die **Explorationsausgaben** des Konzerns stiegen, verglichen zu Q4/12, um 22% auf EUR 193 Mio, hauptsächlich infolge erhöhter Explorationsaktivitäten in Norwegen, Neuseeland und der Region Kurdistan im Irak.

Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl, NGL und Erdgas** lag, trotz des Beitrags der zusätzlichen Mengen des kürzlich erworbenen Assets Gullfaks in der Nordsee, Norwegen, mit 277 kboe/d 8% unter dem Q4/12-Niveau. Die Gesamt-tagesproduktion von Petrom sank um 1% vs. Q4/12. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** sank um 13% und spiegelte im Wesentlichen die geringeren Mengen infolge von Sicherheitsproblemen in Libyen, geringere Beiträge von Großbritannien (bedingt durch die veräußerten Beteiligungen in der britischen Nordsee), und den geringeren Beitrag des Feldes Maari in Neuseeland, das aufgrund von Wartungsarbeiten still stand, wider. Durch Produktionsmengen aus Norwegen wurde diese Entwicklung zum Teil abgeschwächt. Die **OMV Erdgastagesproduktion** sank um 3% vs. Q4/12, hauptsächlich infolge von niedrigeren Beiträgen einer wichtigen Produktionsstätte in Österreich, die durch Wassereintritt beeinträchtigt wurde. Die **Gesamtverkaufsmenge** sank, hauptsächlich durch geringere Verkaufsmengen in Libyen, Neuseeland und dem Jemen, um 14%.

---

## Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. drittes Quartal 2013 (Q3/13)

Das EBIT vor Sondereffekten sank, hauptsächlich aufgrund signifikant gesteigener Explorationsaufwendungen sowie geringerer Verkaufsmengen in Libyen und Neuseeland, um 56%. Der schwächere USD gegenüber dem EUR sowie niedrigere Ölpreise hatten einen negativen Effekt auf das Q4/13-Ergebnis. Die Explorationsaufwendungen lagen um beinahe das Doppelte über dem Vorquartal (EUR 79 Mio in Q3/13), ausgelöst durch die Abschreibungen in der Region Kurdistan im Irak und Norwegen sowie dem Erwerb seismischer Daten in Zusammenhang mit dem Gebiet Wisting in Norwegen. Zusätzliche Netto-Sonderaufwendungen in Zusammenhang mit der Abschreibung von Vermögenswerten in Tunesien führten zu einem EBIT von 60% unter dem Niveau von Q3/13. Die Gesamttagesproduktion stieg um 1%. Die Erdöl- und NGL-Tagesproduktion sank infolge von Sicherheitsproblemen in Libyen um 3%. Dies wurde jedoch teilweise durch Produktionsmengen des Assets Gullfaks in der Nordsee kompensiert. Die Erdgastagesproduktion stieg um 4%, hauptsächlich wegen der zusätzlichen Mengen von Gullfaks und der höheren Produktion in Pakistan. Die Gesamtverkaufsmengen lagen um 4% unter dem Niveau von Q3/13, als Resultat geringerer Liftings in Libyen und Neuseeland sowie der in den Jänner 2014 verschobenen Erdölliftings in Norwegen.

---

## Jänner bis Dezember 2013 vs. Jänner bis Dezember 2012

Der **Brent**-Preis in USD sank, verglichen mit dem Niveau von 2012, um 3%. Der durchschnittlich **realisierte Rohölpreis** des Konzerns in USD/bbl stieg um 1% auf USD 100,84/bbl. Dies spiegelte im Wesentlichen ein negatives Hedging-Ergebnis von EUR -174 Mio in 2012 wider, während keine strategischen Ölpreis-Hedges für das Jahr 2013 abgeschlossen wurden. Der durchschnittlich im Konzern **erzielte Gaspreis** stieg um 10% vs. 2012.

Das **EBIT vor Sondereffekten** lag hauptsächlich aufgrund von signifikant gesunkenen Verkaufsmengen in Libyen mit EUR 2.086 Mio um 26% unter dem Niveau von 2012. Die **Explorationsaufwendungen** stiegen hauptsächlich getrieben durch den Erwerb von Lizenzen in Norwegen, Abschreibungen in Verbindung mit der Rückgabe von einigen Explorationsblöcken sowie höheren Explorationsaufwendungen für Bohrungen in Rumänien um 5% auf EUR 513 Mio in 2013. Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -96 Mio in 2013, die Abschreibungen von Vermögenswerten in der Region Kurdistan im Irak und Tunesien zuzurechnen sind, führten zu einem **EBIT** von EUR 1.990 Mio, 27% unter dem Niveau von 2012.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe stiegen, verglichen mit 2012, überwiegend aufgrund geringerer Produktionsmengen in Libyen und Großbritannien (bedingt durch die veräußerten Beteiligungen in der Nordsee), um 9%. Die OPEX von Petrom lagen auf ähnlichem Niveau wie in 2012. Die **Explorationsausgaben** stiegen in 2013, hauptsächlich aufgrund erhöhter Aktivitäten in Norwegen, Neuseeland und der Region Kurdistan im Irak, um 32%. Die **OMV Gesamttagesproduktion** von Erdöl, NGL und Erdgas lag, aufgrund geringerer Mengen in Libyen und Großbritannien (bedingt durch die veräußerten Beteiligungen in der britischen Nordsee) sowie niedrigerer Beiträge aus Österreich, um 5% unter dem Niveau von 2012. Die Erdöl-, NGL- und Erdgas-Tagesproduktion in Rumänien stieg zum ersten Mal seit der Privatisierung in 2004, von 170,5 kboe/d in 2012 auf 171,4 kboe/d. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** sank, im Wesentlichen aufgrund des Rückgangs der Produktion in Libyen und Großbritannien, um 7%. Die **OMV Erdgastagesproduktion** sank vs. 2012 um 3%, da die geringeren Mengen in Pakistan und Großbritannien durch Produktionsanstiege in Rumänien und Tunesien nicht kompensiert werden konnten. Die **Gesamtverkaufsmenge** sank, hauptsächlich getrieben durch die signifikant niedrigeren Liftings in Libyen, um 9%.

Per 31. Dezember 2013 betragen die sicheren Öl- und Gasreserven 1.131 Mio boe (davon Petrom: 728 Mio boe). Die sicheren und wahrscheinlichen Öl- und Gasreserven beliefen sich auf 1.916 Mio boe (davon Petrom: 1.025 Mio boe). Die auf einem 3-Jahres-Durchschnitt basierende Reserven-Ersatzrate lag in 2013 bei 93% (2012: 79%). Für das Einzeljahr 2013 lag diese Rate bei 113% (2012: 86%).

## Gas und Power (G&P)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
-15	-47	-70	-32	Betriebserfolg (EBIT)	1	43	-99
0	-128	-129	-1	Sondereffekte	-137	-142	-3
-15	80	59	35	EBIT vor Sondereffekten	137	184	-25
85,94	118,40	128,67	-8	Verkaufsmengen Erdgas in TWh	425,15	437,18	-3
1.064.015	1.184.514	1.167.981	1	Durchschnittlich verkaufte Speicherkapazitäten m <sup>3</sup> /h	1.135.955	944.249	20
422	423	–	n.a.	Verkaufte Gastransportmengen Entry/Exit in TWh	1.664	–	n.a.
1,18	2,11	0,78	172	Nettostromerzeugung in TWh	4,34	1,69	157

### Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. viertes Quartal 2012 (Q4/12)

- ▶ **Positives EconGas-Ergebnis, hauptsächlich aufgrund verbesserten Gasbezugs**
- ▶ **Performance des Gas Logistik-Geschäfts beeinflusst durch herausfordernden Speichermarkt**
- ▶ **Power-Ergebnis durch schwaches Strom-Marktumfeld belastet**

Das **EBIT vor Sondereffekten** stieg um 35% auf EUR 80 Mio, was hauptsächlich auf den signifikant positiven Ergebnisbeitrag des Bereichs Supply, Marketing und Trading zurückzuführen war. Dies wurde jedoch zum Teil durch niedrigere Ergebnisse der Bereiche Gas Logistik und Power ausgeglichen. Sondereffekte von EUR -128 Mio, welche hauptsächlich aus der Wertberichtigung des Gasspeichers Etzel in Deutschland resultierten, führten zu einem **EBIT** von EUR -47 Mio.

Die gesamten Erdgas-Verkaufsmengen im Bereich **Supply, Marketing und Trading** sanken, hauptsächlich aufgrund einer schwachen Erdgas-Nachfrage und geringerer Handelsaktivitäten in EconGas, um 8% vs. Q4/12 von 128,67 TWh auf 118,40 TWh. **EconGas** verzeichnete geringere Verkaufsmengen in allen Kundensegmenten, vor allem aber gab es einen Nachfragerückgang bei Industrie- und Kraftwerks-Kunden in Österreich und geringere Handelsaktivitäten. Die EconGas-Marge war positiv, beeinflusst durch die mit Gazprom erreichte Übergangsvereinbarung für den langfristigen Gasbezugsvertrag, die eine ab dem 1. April 2013 gültige rückwirkende Preisanpassung beinhaltet, sowie durch den neuverhandelten langfristigen Gasbezugsvertrags mit Statoil, gültig per 1. Oktober 2013. Der Ergebnisbeitrag des Erdgas-Geschäfts von **Petrom** lag, im Wesentlichen aufgrund geringerer Margen, unter dem Niveau von Q4/12. Die Erdgas-Verkaufsmengen von Petrom sanken, durch eine schwache Nachfrage des Industriesektors sowie überdurchschnittliche Temperaturen, um 6% auf 13,56 TWh in Q4/13 vs. 14,44 TWh in Q4/12. Der geschätzte Erdgasverbrauch in Rumänien ging um 8% zurück. Der geschätzte durchschnittliche Importpreis lag bei USD 420/1.000 m<sup>3</sup> (EUR 29,4/MWh). Entsprechend der Implementierung des Planes zur Liberalisierung des Gaspreises stieg der regulierte Inlandsgaspreis für Nicht-Privathaushalte auf RON 68,3/MWh (EUR 15,3/MWh) sowie für Privathaushalte auf RON 49,8/MWh (EUR 11,2/MWh). In der **Türkei** verkaufte OMV in Q4/13 rund 3,14 TWh Erdgas und LNG, verglichen mit 3,02 TWh in Q4/12.

Im **Gas Logistik**-Bereich wirkte sich die Änderung der Preisgestaltung im österreichischen Erdgasspeicher-Geschäft negativ auf das Ergebnis aus. Um auf die aktuellen Marktbedingungen zu reagieren und langfristige Kundenbeziehungen zu unterstützen, wurde den Kunden in Österreich seit Juli 2013 eine Tarif- und Kapazitätsreduktion für laufende Speicherverträge angeboten. Im Erdgas Transport-Geschäft wurde das neue Gasmarktmodell einschließlich eines Entry/Exit Tarifsystems in Österreich eingeführt, welches die Umwandlung der bestehenden Punkt-zu-Punkt Verträge erforderlich machte. Daher wurde der Schlüsselindikator auf „Verkaufte Gastransportmengen Entry/Exit in TWh“ geändert, der ab 2013 berichtet wird. Der Gewinnbeitrag des österreichischen Erdgas Transport-Geschäfts war, hauptsächlich aufgrund von niedrigeren Einnahmen im Sekundärmarkt resultierend aus angepassten Verträgen und höheren Kosten, unter Vorjahres-Niveau.

Im Bereich **Power** wurde in Q4/13 eine Nettostromerzeugung von 2,11 TWh, hauptsächlich durch den Beitrag der Gaskraftwerke in Rumänien und der Türkei, verzeichnet. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in Rumänien sank um 11% vs. Q4/12 und lag in Q4/13 bei EUR 38,7/MWh. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in der Türkei sank um 9% vs. Q4/12 und lag in Q4/13 bei EUR 58,9/MWh. Insgesamt war das Ergebnis des Bereichs Power durch eine schwächere Stromnachfrage in Rumänien und niedrigere Strompreise in Rumänien und der Türkei belastet.



---

## Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. drittes Quartal 2013 (Q3/13)

Das EBIT vor Sondereffekten stieg signifikant, hauptsächlich aufgrund des positiven Effekts der erreichten Übergangsvereinbarung für den langfristigen Gasbezugsvertrag mit Gazprom (die Auswirkungen für Q2/13 und Q3/13 wurde ebenfalls in Q4/13 erfasst), und der saisonal bedingten Entwicklung des Bereichs Supply, Marketing und Trading. Das EBIT zeigte aufgrund der Wertberichtigung des Gasspeichers Etzel in Deutschland eine negative Entwicklung. Die gesamten Erdgas-Verkaufsmengen im Bereich Supply, Marketing und Trading stiegen saisonal bedingt um 38%. Während den Sommermonaten verkaufte Petrom höhere Mengen an Inlandsgas an Kunden, die das Erdgas speicherten, wodurch der Effekt des saisonalen Anstiegs mit 21% in Q4/13 geringer war als der saisonale Anstieg des geschätzten rumänischen Gasverbrauchs von 114%. Der Ergebnisbeitrag des Erdgas Transport-Geschäfts in Österreich lag aufgrund von höheren Kosten unter dem Niveau von Q3/13. Die Nettostromerzeugung stieg signifikant vs. Q3/13, hauptsächlich aufgrund verbesserter Marktbedingungen für Gaskraftwerke in der Türkei.

---

## Jänner bis Dezember 2013 vs. Jänner bis Dezember 2012

Das **EBIT vor Sondereffekten** sank, getrieben durch die negative Performance des Bereichs Supply, Marketing und Trading, hauptsächlich aufgrund niedrigerer Gasmargen sowie Gasspeicherkosten, die nicht durch Kundenverträge gedeckt waren, um 25% auf EUR 137 Mio vs. EUR 184 Mio in 2012. Das **EBIT** fiel, durch Sondereffekte in Höhe von EUR -137 Mio, hauptsächlich den Wertberichtigungen des Gasspeichers Etzel in Deutschland und des Wärmekraftwerks in Weitendorf in Österreich, zuzurechnen, auf EUR 1 Mio vs. EUR 43 Mio in 2012.

Der Bereich **Supply, Marketing und Trading** verzeichnete im Vergleich zu 2012, hauptsächlich aufgrund von schwacher Erdgas-Nachfrage von Industrie- und Kraftwerks-Kunden in Österreich sowie geringeren Handelsaktivitäten in EconGas, einen Rückgang der Verkaufsmengen um 3%. Die Performance von EconGas war durch die neu verhandelten Gasbezugsverträge, einer verbesserten Gate LNG-Position sowie geringerer Logistik-Kosten, leicht positiv. Trotz des generellen Marktrückgangs von 8% waren die Erdgas-Verkäufe von Petrom mit einem Mengenanstieg von 1% vs. 2012 (von 52,16 TWh auf 52,70 TWh), relativ stabil. Der Anstieg der Erdgas-Verkäufe von Petrom wurde vor allem durch den integrierten Gasbezug des Gaskraftwerks Brazi getrieben. Der Ergebnisbeitrag des Erdgas-Geschäfts von Petrom lag jedoch vor allem aufgrund von geringeren Margen, unter dem Niveau von 2012. In 2013 verkaufte OMV in der Türkei 11,94 TWh Erdgas und LNG vs. 11,61 TWh in 2012. Die in 2013 schwächere TRY zum USD führte zu höheren Gasbezugskosten und folglich zu geringeren Erdgas-Margen vs. 2012 in der Türkei.

Im **Gas Logistik**-Geschäft verzeichnete das Speicher-Geschäft einen Anstieg der durchschnittlich verkauften Speicherkapazitäten sowie des verkauften Arbeitsgases. Dies war auf den höheren Beitrag des Gasspeichers Etzel in Deutschland zurückzuführen, welcher im Juni 2012 in Betrieb ging. Um auf die aktuellen Marktbedingungen zu reagieren und langfristige Kundenbeziehungen zu unterstützen, wurde den Kunden in Österreich seit Juli 2013 eine Tarif- und Kapazitätsreduktion für laufende Speicherverträge angeboten. Aus diesem Grund sowie wegen niedriger Sommer/Winter Gaspreis-Spreads, sank der Ergebnisbeitrag des Speichergeschäfts jedoch signifikant. Das Erdgas Transport-Geschäft erhöhte das Ergebnis hauptsächlich aufgrund der Inbetriebnahme der Erweiterung der West-Austria-Gas-Pipeline im Jänner 2013, wurde jedoch zum Teil durch höhere Kosten kompensiert.

Der Bereich **Power** verzeichnete eine Nettostromerzeugung von 4,34 TWh vs. 1,69 TWh in 2012, vor allem durch das Gaskraftwerk in Brazi (Rumänien) und das im Juni 2013 in Betrieb genommene Gaskraftwerk Samsun (Türkei). Die Performance des Power-Geschäfts war jedoch durch ungünstige Marktbedingungen beeinflusst. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in Rumänien sank signifikant auf EUR 35,3/MWh in 2013 vs. EUR 48,8/MWh in 2012. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in der Türkei war EUR 59,2/MWh in 2013 vs. EUR 64,7/MWh in 2012. Beide Märkte waren von schwacher Nachfrage und höherer Erzeugung von erneuerbaren Energien gezeichnet, was folglich das Ergebnis des Power-Geschäfts belastete.

## Raffinerien und Marketing (R&M)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
105	42	31	35	Betriebserfolg (EBIT)	772	417	85
-47	-7	-78	-91	Sondereffekte	383	-72	n.m.
53	-43	-37	17	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) <sup>1)</sup>	-73	1	n.m.
98	92	145	-37	CCS EBIT vor Sondereffekten <sup>1)</sup>	462	488	-5
1,17	1,16	4,03	-71	OMV Referenz-Raffineriemarge in USD/bbl	1,94	3,85	-50
349	356	345	3	Ethylen/Propylen Netto-Marge in EUR/t <sup>2)</sup>	362	320	13
93	95	94	1	Raffinerie-Auslastungsgrad gesamt in %	92	88	4
8,63	7,82	7,65	2	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	31,48	30,23	4
5,92	5,39	5,34	1	davon Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	21,36	21,48	-1
0,56	0,54	0,55	-1	davon Petrochemie in Mio t	2,21	2,20	1

<sup>1)</sup> Das CCS EBIT vor Sondereffekten eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

<sup>2)</sup> Berechnet auf Basis West European Contract Prices (WECP).

### Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. viertes Quartal 2012 (Q4/12)

- ▶ **Geringeres Raffinerie-Ergebnis durch schlechtes Margen-Umfeld**
- ▶ **Starkes Marketing-Ergebnis unterstützt durch striktes Kostenmanagement**
- ▶ **Hoher Raffinerie-Auslastungsgrad von 95%**

Mit EUR 92 Mio sank das **CCS EBIT vor Sondereffekten** vs. EUR 145 Mio in Q4/12, getrieben durch eine signifikant niedrigere OMV Referenz-Raffineriemarge und trotz eines verbesserten Beitrags des Marketing-Geschäfts, stark. In Q4/13 wurden Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -7 Mio, die hauptsächlich der Abschreibung von Marketing-Assets in Deutschland zuzurechnen waren, verzeichnet. Fallende Rohölpreise im Quartal trugen zu negativen CCS Effekten in Höhe von EUR -43 Mio bei und führten zu einem **EBIT** von EUR 42 Mio vs. EUR 31 Mio in Q4/12.

Das CCS EBIT vor Sondereffekten im **Raffinerie**-Geschäft lag signifikant unter dem Niveau von Q4/12 und spiegelte hauptsächlich das schlechte Margen-Umfeld wider. Die OMV Referenz-Raffineriemarge sank signifikant von USD 4,03/bbl in Q4/12 auf USD 1,16/bbl, hauptsächlich infolge geringerer Benzin- und Mitteldestillatspannen. Die **Raffinerien West** wurden durch die von USD 5,58/bbl in Q4/12 auf USD 2,46/bbl in Q4/13 gesunkene OMV Referenz-Raffineriemarge West stark belastet. Bei **Petrom** litt das **Raffinerie**-Ergebnis unter dem Rückgang der OMV Referenz-Raffineriemarge Ost von USD -2,51/bbl in Q4/12 auf USD -4,39/bbl in Q4/13, im Wesentlichen durch geringere Benzin- und Mitteldestillatspannen und trotz geringerer Kosten. Das **Petrochemie**-EBIT vor Sondereffekten lag, getrieben durch verbesserte Propylen-Margen, mit EUR 25 Mio über dem Niveau von Q4/12 (EUR 9 Mio).

Der gesamte **Raffinerie-Auslastungsgrad** stieg auf ein hohes Niveau von 95%. In den Raffinerien West lag der Auslastungsgrad bei 96% vs. 94% in Q4/12. Der Auslastungsgrad der Raffinerie Petrobrazil war 90% in Q4/13, verglichen mit 93% in derselben Periode des Vorjahrs.

Der Beitrag von **Borealis** (at-equity konsolidiert; wird daher im Finanzerfolg des OMV Konzerns gezeigt) war stark und erhöhte sich um EUR 17 Mio auf EUR 53 Mio in Q4/13, aufgrund von besseren Polyolefin-Margen im Vergleich zum Vorjahresquartal, eines verbesserten Basischemikalien-Geschäfts sowie eines soliden Beitrags von Borouge. Das Borouge 3 Erweiterungsprojekt schritt wie geplant voran und wird mit der Inbetriebnahme in 2014 die jährliche Kapazität der integrierten Olefin/Polyolefin-Anlage in Abu Dhabi von 2 Mio t auf 4,5 Mio t steigern.

Das **Marketing**-EBIT vor Sondereffekten lag, hauptsächlich beeinflusst durch striktes Kostenmanagement im Retail- und Commercial-Geschäft, über dem Niveau von Q4/12. Insgesamt waren die **Marketing-Verkaufsmengen** verglichen mit Q4/12 um 1% höher. Per 31. Dezember 2013 betrug die **Tankstellenanzahl** des Konzerns 4.192, verglichen mit 4.432 Ende Dezember 2012, aufgrund des Verkaufs der Marketing-Tochtergesellschaften in Kroatien und Bosnien-Herzegowina sowie aufgrund von Netzwerkoptimierungen, hauptsächlich in der Türkei, Österreich und Deutschland.

---

## Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. drittes Quartal 2013 (Q3/13)

Das CCS EBIT vor Sondereffekten war mit EUR 92 Mio leicht niedriger als die EUR 98 Mio in Q3/13, aufgrund der auf historisch niedrigem Niveau verbliebenen OMV Referenz-Raffineriemarge. Die Naphtha-Spannen verbesserten sich leicht, dies wurde jedoch durch einen weiteren Rückgang der Benzin-Spannen weitestgehend ausgeglichen. Das Petrochemie-Ergebnis betrug EUR 25 Mio und war damit, hauptsächlich aufgrund geringerer Verkaufsmengen und relativ stabiler Margen, leicht unter dem Niveau von Q3/13 mit EUR 27 Mio. Trotz der saisonal bedingt niedrigeren Mengen und leicht geringeren Margen gegenüber Q3/13, trug das Marketing-Geschäft stark zum gesamten R&M-Ergebnis bei. Dies wurde hauptsächlich durch striktes Kostenmanagement im Retail- und Commercial-Geschäft angetrieben.

---

## Jänner bis Dezember 2013 vs. Jänner bis Dezember 2012

Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** war mit EUR 462 Mio etwas geringer als die EUR 488 Mio in 2012, trotz einer signifikant geringeren OMV Referenz-Raffineriemarge, hauptsächlich durch eine bessere Performance im Marketing-Geschäft. In 2013 wurden Netto-Sondererträge in Höhe von EUR 383 Mio verzeichnet, die im Wesentlichen auf den abgeschlossenen Verkauf von der LMG Lagermanagement GmbH in Q1/13 zurückzuführen sind. Fallende Rohölpreise über das Jahr trugen zu einem negativen CCS Effekt in Höhe von EUR -73 Mio (vs. EUR 1 Mio in 2012) bei, und führten zu einem **EBIT** von EUR 772 Mio vs. EUR 417 Mio in 2012.

Das **Raffinerie-Ergebnis** war signifikant geringer im Vergleich zu 2012, hauptsächlich aufgrund der stark gefallen OMV Referenz-Raffineriemarge, infolge geringerer Benzin- und Mitteldestillatspannen. Die OMV Referenz-Raffineriemarge Ost blieb mit USD -2,83/bbl negativ, verglichen mit dem Level von 2012 von USD -1,39/bbl.

Die gesamte **Kapazitätsauslastung** stieg auf 92% in 2013 im Vergleich zu 88% im Jahr 2012, welches durch den geplanten sechswöchigen Stillstand der Raffinerie Petrobrasi in Q2/12 beeinflusst wurde. Der **Raffinerie-Ausstoß** stieg dementsprechend um 4% im Jahresvergleich.

Das **Petrochemie EBIT vor Sondereffekten** stieg, aufgrund höherer Ethylen- und Propylen-Margen, die die niedrigeren Butadien-Margen mehr als kompensierten, auf EUR 140 Mio (vs. EUR 102 Mio in 2012).

Das **Marketing-Ergebnis vor Sondereffekten** war, aufgrund höherer Margen und eines verbesserten Kostenmanagements sowohl im Retail- als auch im Commercial-Geschäft, und trotz etwas geringerer Verkaufsmengen, hauptsächlich durch den Verkauf der Marketing-Tochtergesellschaften in Kroatien und Bosnien-Herzegowina, höher als in 2012.



# Ausblick

## Mittelfristiger Ausblick

Das aktuelle Upstream-Portfolio einschließlich der Fertigstellung von Entwicklungsprojekten sollte es OMV ermöglichen, ein Produktionslevel von rund 400 kboe/d und eine Reserven-Ersatzrate von 100% im 3-Jahres-Durchschnitt bis 2016 zu erreichen. Ein durchschnittliches Investitionsvolumen des Konzerns von rund EUR 3,9 Mrd pro Jahr wird für den Zeitraum 2014-2016 erwartet, wovon ca. 80% in E&P investiert werden. Unter der Annahme eines ähnlichen Marktumfelds wie derzeit vorherrschend, wird erwartet, dass der Cashflow aus der Betriebstätigkeit sowie die geplanten Veräußerungen ausreichen, um das Investitionsprogramm sowie die Dividenden an Aktionäre zu finanzieren, während der Verschuldungsgrad in Einklang mit dem langfristigen Ziel von  $\leq 30\%$  bleibt. Die mittelfristige Performance des ROACE wird negativ von dem in Entwicklungsprojekten gebundenem Kapital beeinflusst, obwohl die Performance zu den Zielwerten zurückkehren wird, sobald die Entwicklungen die Produktion aufnehmen. Es wird ein Dividendenwachstum in Einklang mit dem den Aktionären zuzurechnenden Jahresüberschuss erwartet (Ausschüttungsgrad von 30%).

## Marktumfeld

OMV erwartet für das Jahr 2014, dass der durchschnittliche **Brent**-Rohölpreis weiterhin über USD 100/bbl liegen wird. Die Brent-Urals Spanne wird weiterhin relativ niedrig erwartet. In Rumänien wurden die geplanten Inlandsgaspreiserhöhungen für Jänner bereits implementiert, weitere Erhöhungen sind für April, Juli und Oktober 2014 vorgesehen. Das **G&P Marktumfeld** wird weiterhin sehr herausfordernd erwartet. Es wird prognostiziert, dass die **Raffinerie-Margen** in 2014 aufgrund schleppender wirtschaftlicher Erholung und bestehender Überkapazitäten an den europäischen Märkten unter Druck bleiben werden. Im **Petrochemie-Geschäft** wird erwartet, dass die Margen auf ähnlichem Niveau wie 2013 bleiben. Es wird erwartet, dass die **Marketing**verkaufsmengen auf Grund anhaltend gedämpfter Nachfrage, verursacht durch ein schwaches wirtschaftliches Umfeld in den Kernmärkten von OMV, unter Druck bleiben werden, während bei den Margen ein Verbleiben auf dem, oder etwas unter dem, Niveau von 2013 erwartet wird.

## Konzern

- ▶ Ziel ist die Erreichung von erstklassiger HSSE-Performance mit sicherem Arbeitsumfeld sowie Prozessen und die weitere Reduktion der Unfallhäufigkeit (Lost Time Injury Rate)
- ▶ In 2014 wird eine Investitionssumme von rund EUR 3,9 Mrd erwartet
- ▶ Das konzernweite Performance-Steigerungsprogramm „energize OMV“, mit dem Ziel einen ROACE Beitrag von 2%-Punkten zu erreichen, ist auf Kurs dieses Ziel mit Ende 2014 zu erreichen

## Exploration und Produktion

- ▶ In Libyen und im Jemen bleibt die Sicherheitslage weiterhin sehr schwer prognostizierbar. Dies berücksichtigend, wird das Produktionsniveau für 2014 in einer Bandbreite von 320-340 kboe/d erwartet. In Rumänien und Österreich wird die Produktion voraussichtlich im Zielbereich von 200-210 kboe/d bleiben
- ▶ In Norwegen wird erwartet, dass die Produktion von Gudrun (Inbetriebnahme in Q1/14) und Gullfaks im Laufe des Jahres 2014 auf rund 40 kboe/d ansteigen wird
- ▶ In Neuseeland wird die Produktion im Jahresvergleich, nach dem erfolgreichen Wartungsprogramm in Maari in 2013 und der zusätzlichen Produktion aus dem Maari Growth Projekt in 2014, höher erwartet
- ▶ Die Investitionen in E&P werden für 2014 rund EUR 3 Mrd betragen. Die größten Projekte, in die investiert wird, sind Gullfaks, Aasta Hansteen, Edvard Grieg und Gudrun in Norwegen, Schiehallion in Großbritannien, Habban Phase 2 im Jemen, Nawara in Tunesien sowie Feldneuentwicklungen in Rumänien und Österreich
- ▶ In Rumänien wird, nach der Interpretation der Daten der 3D Seismik-Studie des Neptun Blocks, der Start weiterer Bohrungen für ca. Mitte 2014 erwartet
- ▶ In Norwegen wird der Start von Erweiterungsarbeiten nach dem Ölfund in Wisting Central für H1/14 erwartet
- ▶ Explorationsausgaben und Ausgaben für Erweiterungsbohrungen werden rund EUR 0,7 Mrd betragen, mit bis zu 12 Explorationsbohrungen mit hohem Potenzial in Rumänien (Schwarzes Meer), Norwegen (Barentssee), Gabun, Neuseeland, Färöer Inseln (westlich der Shetlandinseln) und Österreich

## Gas und Power

- ▶ In EconGas werden die Nachverhandlungen des langfristigen Gasbezugsvertrags mit Gazprom, mit dem Ziel, eine vollständig marktbasierende Preisbildung zu erreichen, weitergeführt. Der Fokus auf die Verbesserung der Gate LNG-Position wird ebenfalls weitergeführt
- ▶ In Rumänien wird erwartet, dass die Erdgas-Nachfrage weiter sinkt, und zu erhöhtem Wettbewerb und Margendruck in 2014 führen wird
- ▶ Für das Gasgeschäft in der Türkei wird erwartet, dass es durch die von dem dominanten lokalen Erdgasversorger Botas festgesetzten Gaspreise sowie durch die erwartete FX-Entwicklung signifikant belastet wird

- ▶ Im Erdgasspeicher-Geschäft wird Mitte 2014 die zweite Tranche an Kavernen in Etzel dem Betrieb übergeben. Es wird erwartet, dass das sehr niedrige Niveau der Sommer/Winter Spreads und der Gasspeicherpreise die Profitabilität weiter verschlechtern
- ▶ Aufgrund von zu implementierenden Restrukturierungsmaßnahmen, die aus der Umsetzung des Gaswirtschaftsgesetz in Österreich resultieren, wird ein signifikant geringerer Beitrag des Erdgas Transport-Geschäfts in Österreich erwartet
- ▶ In Rumänien, teilweise aufgrund der Erhöhung der rumänischen Gaspreise, und in der Türkei wird eine weitere Verschlechterung der Spark Spreads erwartet; insgesamt wird dies zu einem negativen Power-Ergebnis in 2014 führen

## **Raffinerien und Marketing**

- ▶ Das Modernisierungsprogramm in der Raffinerie Petrobrazil wird in 2014 abgeschlossen werden und zu Verbesserungen in der Raffinerieeffizienz und der Produktenstruktur führen. In diesem Zusammenhang ist ein 30-tägiger Stillstand der Raffinerie in Q2 geplant
- ▶ Weitere große Raffinerie-Stillstände sind in Schwechat in Q2 (15 Tage Reinigung der Rohölanlage) und in Burghausen in Q4 (40 Tage genereller Stillstand für die regelmäßige TÜV-Inspektion) in 2014 geplant
- ▶ Der Abschluss des Bayernoil-Verkaufs wird in der ersten Jahreshälfte 2014 erwartet
- ▶ Das Veräußerungsprogramm ist auf Kurs den erwarteten Zielwert von bis zu EUR 1 Mrd bis Ende 2014 zu erreichen
- ▶ Die jüngste Volatilität in der wirtschaftlichen Entwicklung der Türkei stellt eine Herausforderung für die Profitabilität von Petrol Ofisi dar

# Konzernabschluss und Konzernanhang (verkürzt, ungeprüft)

## Gesetzliche Grundlagen und Methoden

Der vorläufige, verkürzte, ungeprüfte Konzernabschluss für 2013 wurde in Übereinstimmung mit jenen Bilanzierungsregeln erstellt, welche auch der Erstellung des OMV Geschäftsberichts zugrunde liegen. Diese stimmen mit den für den Geschäftsbericht 2012 verwendeten Bilanzierungsregeln überein, mit der im Folgenden beschriebenen Ausnahme. Der endgültige, geprüfte Konzernabschluss wird als Teil des Geschäftsberichts 2013 Ende März 2014 veröffentlicht.

Der Standard IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“, Ergänzungen zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“, Ergänzungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ und Verbesserungen zu IFRS (2009 – 2011) werden seit dem 1. Jänner 2013 angewendet und hatten keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

## Konsolidierungskreisänderungen

Folgende Änderungen im Konsolidierungskreis traten im Vergleich zum 31. Dezember 2012 ein:

Im Geschäftsbereich **E&P** wurden OMV Tellal Hydrocarbons GmbH, OMV Offshore Morondava GmbH und OMV Myrre Block 86 Upstream GmbH, alle mit Sitz in Wien, beginnend mit 1. Jänner 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

OMV Petrom Ukraine E&P GmbH, Wien, wurde beginnend mit 21. August 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

OMV Petrom Ukraine Finance Services GmbH, Wien, wurde beginnend mit 1. Dezember 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

OMV (EGYPT) Exploration GmbH, OMV (IRELAND) Exploration GmbH und OMV (SLOVAKIA) Exploration GmbH, alle mit Sitz in Wien, wurden per 1. Jänner 2013 entkonsolidiert.

Der Verkauf von Petrol Ofisi Arama Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi, Ankara, wurde am 14. März 2013 abgeschlossen.

Im Geschäftsbereich **G&P** wurde die OMV Gaz ve Enerji Satış Anonim Şirketi, Istanbul, in die OMV Enerji Ticaret Limited Şirketi, Istanbul, per 1. August 2013 verschmolzen.

Der Verkauf von Petrom Distributie Gaze SRL, Bukarest, wurde am 30. November 2013 abgeschlossen.

Im Geschäftsbereich **R&M** wurde die LMG Lagermanagement GmbH, Wiener Neustadt, in die ein Großteil von R&Ms österreichischer Pflichtnotstandsreserve eingebracht wurde, beginnend mit 1. Jänner 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Der Verkauf der Gesellschaft wurde am 20. März 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von PETROM LPG SA, Otopeni, wurde am 7. Jänner 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von OMV BH d.o.o., Sarajevo, wurde am 28. Februar 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von OMV Hrvatska d.o.o., Zagreb, wurde am 31. Mai 2013 abgeschlossen.

Im Geschäftsbereich **Kb&S** wurde OMV International Oil & Gas GmbH, Zug, beginnend mit 1. November 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

OMV Finance Solutions USD GmbH, Wien, wurde beginnend mit 8. November 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

## Gewinn- und Verlustrechnung (ungeprüft)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung in EUR Mio	2013	2012
10.698,16	10.371,69	11.389,67	Umsatzerlöse	42.414,70	42.649,23
-92,31	-86,45	-89,27	Direkte Vertriebskosten	-343,49	-363,55
-9.500,28	-9.467,03	-9.833,77	Umsatzkosten	-37.723,14	-36.970,52
<b>1.105,57</b>	<b>818,22</b>	<b>1.466,63</b>	<b>Bruttoergebnis vom Umsatz</b>	<b>4.348,07</b>	<b>5.315,16</b>
54,79	97,02	132,23	Sonstige betriebliche Erträge	703,94	258,35
-272,27	-225,44	-324,42	Vertriebsaufwendungen	-963,05	-1.018,74
-115,51	-90,96	-99,37	Verwaltungsaufwendungen	-417,69	-421,75
-78,93	-221,48	-122,00	Explorationsaufwendungen	-513,05	-488,49
-3,84	-6,22	-10,03	Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen	-16,94	-21,04
-113,95	-158,36	-251,54	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-424,69	-519,77
<b>575,84</b>	<b>212,78</b>	<b>791,50</b>	<b>Betriebserfolg (EBIT)</b>	<b>2.716,60</b>	<b>3.103,72</b>
48,45	51,49	35,59	Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	163,42	200,44
47,25	53,18	36,01	davon Borealis	151,99	172,49
0,11	4,53	0,23	Dividendenerträge	10,66	11,89
27,29	8,35	14,99	Zinserträge	66,72	37,64
-76,71	-76,61	-132,88	Zinsaufwendungen	-300,09	-413,71
-65,23	-181,85	-22,06	Sonstiges Finanzergebnis	-367,32	-82,49
<b>-66,08</b>	<b>-194,10</b>	<b>-104,14</b>	<b>Finanzerfolg</b>	<b>-426,60</b>	<b>-246,23</b>
<b>509,77</b>	<b>18,69</b>	<b>687,36</b>	<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>2.290,00</b>	<b>2.857,49</b>
-134,41	40,68	-284,23	Steuern vom Einkommen und Ertrag	-561,43	-1.067,03
<b>375,35</b>	<b>59,37</b>	<b>403,13</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.728,57</b>	<b>1.790,46</b>
			<b>davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen</b>		
<b>228,56</b>	<b>-77,51</b>	<b>316,89</b>		<b>1.162,35</b>	<b>1.363,35</b>
9,57	9,57	9,57	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	37,97	38,04
137,22	127,32	76,67	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	528,25	389,07
<b>0,70</b>	<b>-0,24</b>	<b>0,97</b>	<b>Ergebnis je Aktie in EUR</b>	<b>3,56</b>	<b>4,18</b>
0,70	-0,24	0,97	Verwässertes Ergebnis je Aktie in EUR	3,55	4,17
-	-	-	<b>Dividende je Aktie in EUR <sup>1)</sup></b>	<b>1,25</b>	<b>1,20</b>

<sup>1)</sup> 2013: Vorschlag des Vorstands. Vorbehaltlich der Zustimmung des Aufsichtsrats sowie der Hauptversammlung 2014.

## Gesamtergebnisrechnung (verkürzt, ungeprüft)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	in EUR Mio	2013	2012
<b>375,35</b>	<b>59,37</b>	<b>403,13</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.728,57</b>	<b>1.790,46</b>
-338,53	-341,02	-7,98	Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe	-885,58	-50,92
-1,07	0,15	0,80	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte	-2,31	3,85
8,17	-0,16	67,98	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung von Hedges	-16,70	74,54
-9,20	-19,35	-14,26	Auf assoziierte Unternehmen entfallender Anteil am sonstigen Ergebnis	-33,71	4,35
<b>-340,63</b>	<b>-360,38</b>	<b>46,54</b>	<b>Summe der Posten, die nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert („recycelt“) werden können</b>	<b>-938,30</b>	<b>31,82</b>
0,00	-98,31	-76,43	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Neubewertung von leistungsorientierten Plänen	-98,31	-76,43
0,00	-0,30	-14,27	Auf assoziierte Unternehmen entfallender Anteil am sonstigen Ergebnis	-0,30	-14,27
<b>0,00</b>	<b>-98,61</b>	<b>-90,70</b>	<b>Summe der Posten, die nicht nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert („recycelt“) werden</b>	<b>-98,61</b>	<b>-90,70</b>
-1,24	28,68	3,70	Summe der auf das sonstige Ergebnis entfallenden Ertragsteuern	34,64	2,60
<b>-341,87</b>	<b>-430,31</b>	<b>-40,46</b>	<b>Sonstiges Ergebnis der Periode nach Steuern</b>	<b>-1.002,27</b>	<b>-56,28</b>
<b>33,48</b>	<b>-370,94</b>	<b>362,67</b>	<b>Gesamtergebnis der Periode</b>	<b>726,29</b>	<b>1.734,18</b>
-110,34	-501,47	216,12	davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen	179,79	1.354,53
9,57	9,57	9,57	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	37,97	38,04
134,25	120,96	136,98	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	508,54	341,62

## Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. viertes Quartal 2012 (Q4/12)

Der im Vergleich zu Q4/12 um 9% geringere **Konzernumsatz** ist vor allem auf niedrigere Marketing- und Gasverkaufsmengen zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** lag mit EUR 213 Mio deutlich unter Q4/12 mit EUR 791 Mio. Dies war hauptsächlich bedingt durch geringere Verkaufsmengen in E&P sowie höhere Explorationsausgaben vor allem im Zusammenhang mit Abschreibungen in Norwegen und in der Region Kurdistan im Irak und wurde teilweise durch das positive EconGas-Ergebnis aufgrund der Übergangsvereinbarung mit Gazprom und des neu verhandelten langfristigen Gaslieferungsvertrags mit Statoil kompensiert. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** lag mit EUR 312 Mio unter Q4/12 (EUR 372 Mio), was vor allem durch höhere Abschreibungen, eine niedrigere OMV Referenz-Raffineriemarge Ost und einen niedrigeren Konsolidierungsbetrag erklärbar ist. In Q4/13 wurden **Netto-Sonderaufwendungen** von EUR -188 Mio verzeichnet, was im Wesentlichen auf die Abschreibung des Gasspeichers Etzel in Deutschland zurückzuführen ist. Negative **CCS Effekte** in Höhe von EUR -43 Mio wurden aufgrund des Rückgangs der Rohölpreise im Laufe des Quartals gebucht. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** fiel von EUR 956 Mio in Q4/12 auf EUR 444 Mio, der Beitrag von Petrom war dabei mit EUR 310 Mio um 24% niedriger als in Q4/12.

Der **Finanzerfolg** lag mit EUR -194 Mio in Q4/13 unter dem Wert von Q4/12 in Höhe von EUR -104 Mio. Die wesentlichen Gründe hierfür waren die Abschreibung von finanziellen Vermögenswerten von EUR -117 Mio, die als Teil des laufenden Veräußerungsprogramms verkauft werden, sowie höhere Fremdwährungsverluste.

Der Aufwand aus laufenden **Ertragsteuern** des OMV Konzerns betrug in Q4/13 EUR 58 Mio. Aus latenten Steuern wurde ein Ertrag in Höhe von EUR 98 Mio gebucht. Die **effektive Steuerquote** in Q4/13 war mit -218% (Q4/12: 41%) negativ, da im Durchschnitt die effektive Steuerquote jener Gesellschaften mit einem negativen Ergebnisbeitrag deutlich höher war als die Steuerquote von Gesellschaften mit positivem Ergebnisbeitrag.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** betrug EUR -78 Mio in Q4/13 verglichen mit EUR 317 Mio in Q4/12. Der den nicht beherrschenden Anteilen und Hybridkapitalbesitzern zuzurechnenden Periodenüberschuss betrug EUR 137 Mio (2012: EUR 86 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 178 Mio (Q4/12: EUR 393 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** im Quartal lag bei EUR -0,24 und das **CCS Ergebnis je Aktie** vor Sondereffekten bei EUR 0,55 (Q4/12: EUR 0,97 bzw. EUR 1,20).

---

### Viertes Quartal 2013 (Q4/13) vs. drittes Quartal 2013 (Q3/13)

Der Rückgang des Konzernumsatzes um 3% ist vor allem auf saisonal geringere Marketing-Verkaufsmengen zurückzuführen. Das EBIT lag mit EUR 213 Mio unter dem Vergleichswert in Q3/13 (EUR 576 Mio). Dies ist auf geringere Verkaufsmengen in E&P, geringere Rohöl-Preise und Netto-Sonderaufwendungen im Zusammenhang mit der Abschreibung des Gasspeichers Etzel zurückzuführen und wurde teilweise durch einen höheren EconGas-Beitrag kompensiert. Das CCS EBIT vor Sondereffekten sank um 28%. Der Finanzerfolg war geringer als im Vorquartal, was im Wesentlichen auf die Abschreibung von finanziellen Vermögenswerten die als Teil des laufenden Veräußerungsprogramms verkauft werden, zurückzuführen ist. Die negative effektive Steuerquote in Q4/13 von -218% (Q3/13: 26%) lag im Wesentlichen an negativen Ergebnisbeiträgen von Gesellschaften mit hohen Steuerquoten. Der den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss lag bei EUR -78 Mio (Q3/13: EUR 229 Mio). Der den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten verringerte sich von EUR 263 Mio in Q3/13 auf EUR 178 Mio.

---

### Jänner bis Dezember 2013 vs. Jänner bis Dezember 2012

Der Rückgang des **Konzernumsatzes** um 1% verglichen mit 2012 ist vor allem auf geringere Öl- und Marketing-Verkaufsmengen zurückzuführen. Das **EBIT** lag mit EUR 2.717 Mio unter dem Vergleichswert 2012, belastet durch geringere E&P-Umsätze und niedrigere Ölpreise. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** lag mit EUR 1.336 Mio um 5% über dem Vorjahr, was vor allem durch geringere Verkaufsmengen durch den Stillstand der Raffinerie Petrobrazi in 2012, ein striktes Kostenmanagement und höhere Gaspreise erklärbar ist. **Netto-Sondererträge** von EUR 143 Mio (2012: EUR -304 Mio) sind im Wesentlichen auf den Verkauf der LMG Lagermanagement GmbH zurückzuführen und wurden teilweise kompensiert durch die Abschreibung von E&P-Anlagen in der Region Kurdistan im Irak sowie des Gasspeichers Etzel in Deutschland. Negative **CCS Effekte** in Höhe von EUR -73 Mio wurden gebucht (2012: Positiver Effekt von EUR 1 Mio). Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** fiel um 22% auf EUR 2.647 Mio. Der Beitrag von Petrom war dabei mit EUR 1.362 Mio um 3% höher als in 2012 (EUR 1.316 Mio).

Der **Finanzerfolg** lag mit EUR -427 Mio in 2013 unter dem Wert von 2012 in Höhe von EUR -246 Mio. Die wesentlichen Gründe hierfür waren die Abschreibung der finanziellen Vermögenswerte die als Teil des laufenden Veräußerungspro-

gramms verkauft werden sowie die Abschreibung von Vermögenswerten in Verbindung mit dem Nabucco West Projekt, welche als Sondereffekt im Finanzergebnis verbucht wurden. Das Ergebnis von assoziierten Unternehmen war ebenfalls niedriger.

In 2013 wurden ein Aufwand aus laufenden **Ertragsteuern** von EUR 692 Mio und latente Steuererträge von EUR 131 Mio erfolgswirksam erfasst. Die effektive Steuerquote betrug 25% (2012: 37%). Die Verringerung der **effektiven Steuerquote** resultierte hauptsächlich aus dem deutlich niedrigeren Ergebnisbeitrag aus dem hoch besteuerten Libyen.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** lag mit EUR 1.162 Mio unter dem Level von 2012 mit EUR 1.363 Mio. Den Minderheiten und Hybridanteilen waren EUR 566 Mio (2012: EUR 427 Mio) zuzurechnen. Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 1.112 Mio (2012: EUR 1.544 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** lag bei EUR 3,56 und **das CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** bei EUR 3,41 (2012: EUR 4,18 bzw. EUR 4,73).



## Bilanz, Investitionen und Verschuldungsgrad (ungeprüft)

Konzernbilanz in EUR Mio	31. Dez. 2013	31. Dez. 2012
<b>Vermögen</b>		
Immaterielle Vermögenswerte	3.596,92	3.479,57
Sachanlagen	17.050,76	14.347,11
Anteile an assoziierten Unternehmen	1.853,14	1.811,00
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	634,60	1.016,24
Sonstige Vermögenswerte	113,26	119,27
Latente Steuern	392,34	299,92
<b>Langfristiges Vermögen</b>	<b>23.641,01</b>	<b>21.073,11</b>
Vorräte	2.455,51	3.202,24
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.270,47	3.821,75
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	751,70	477,17
Forderungen aus laufenden Ertragsteuern	81,67	152,12
Sonstige Vermögenswerte	299,39	310,14
Kassenbestand und Bankguthaben	704,92	1.227,30
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>	<b>7.563,65</b>	<b>9.190,71</b>
Zu Veräußerungszwecken gehaltenes Vermögen	581,59	255,34
<b>Summe Aktiva</b>	<b>31.786,25</b>	<b>30.519,17</b>
<b>Eigenkapital und Verbindlichkeiten</b>		
Grundkapital	327,27	327,27
Hybridkapital	740,79	740,79
Rücklagen	10.545,84	10.834,40
OMV Anteilseigner	11.613,91	11.902,46
Nicht beherrschende Anteile	2.931,43	2.627,51
<b>Eigenkapital</b>	<b>14.545,34</b>	<b>14.529,97</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.021,98	978,03
Anleihen	3.317,82	3.527,15
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	581,29	886,08
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	2.764,54	1.995,12
Sonstige Rückstellungen	305,80	298,30
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	223,57	243,01
Sonstige Verbindlichkeiten	6,34	6,78
Latente Steuern	672,84	778,39
<b>Langfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>8.894,18</b>	<b>8.712,86</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.913,91	4.290,44
Anleihen	778,21	213,62
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	217,42	162,13
Rückstellung für laufende Ertragsteuern	275,89	193,73
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	84,02	81,44
Sonstige Rückstellungen	415,41	568,90
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	383,48	408,72
Sonstige Verbindlichkeiten	1.189,07	1.261,26
<b>Kurzfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>8.257,40</b>	<b>7.180,23</b>
Zu Veräußerungszwecken gehaltene Verbindlichkeiten	89,33	96,10
<b>Summe Passiva</b>	<b>31.786,25</b>	<b>30.519,17</b>

## Erläuterungen zur Bilanz zum 31. Dezember 2013

Das **Investitionsvolumen** erhöhte sich auf EUR 5.226 Mio (2012: EUR 2.426 Mio). Die Hauptgründe hierfür waren der Erwerb von Statoil-Assets sowie E&P-Investitionen in Petrom und in Feldentwicklungen in Norwegen und Großbritannien.

**E&P** investierte EUR 4.431 Mio (2012: EUR 1.598 Mio), hauptsächlich in den Erwerb von Statoil-Assets sowie in Feldneuentwicklungen in Rumänien und Österreich und in die Entwicklung von Feldern in Norwegen und Großbritannien. Die Investitionen im Geschäftsbereich **G&P**, EUR 270 Mio (2012: EUR 351 Mio), standen hauptsächlich im Zusammenhang mit dem Kauf des nicht beherrschenden Anteils an der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H. und der Ausübung von Put-Optionen im Besitz der Oberösterreichische Ferngas Aktiengesellschaft, die zu einer Erhöhung des Anteils von OMV an der EconGas GmbH führte. Des Weiteren beinhalten die Investitionen die Übernahme des Anteils von RWE an der NABUCCO Gas Pipeline International GmbH sowie Investitionen in das Kraftwerksprojekt in Samsun (Türkei). Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **R&M** belief sich auf EUR 493 Mio (2012: EUR 435 Mio) und enthielt hauptsächlich Investitionen in die Modernisierung der Raffinerie Petrobrazi in Rumänien, in Petrol Ofisi, die Umbauarbeiten der Butadien-Anlage in Schwechat und den Neubau einer Butadien-Anlage in Burghausen. Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **Kb&S** lag bei EUR 32 Mio (2012: EUR 42 Mio).

Im Vergleich zum Jahresende 2012 stieg das **Gesamtvermögen** um EUR 1.267 Mio auf EUR 31.786 Mio. Der Anstieg ist hauptsächlich auf die Erhöhung der Sachanlagen zurückzuführen, was teilweise durch die Verringerung der Vorräte und der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, resultierend aus den erfolgreich umgesetzten Working Capital-Maßnahmen, kompensiert wurde.

Das **Eigenkapital** blieb nahezu unverändert in 2013. Die Eigenkapitalquote des Konzerns sank geringfügig auf 46% zum 31. Dezember 2013 im Vergleich zu 48% zum Ende des Vorjahrs.

Die gesamte Zahl der vom Unternehmen gehaltenen **eigenen Aktien** betrug per 31. Dezember 2013 1.038.404 Stück (31. Dezember 2012: 1.078.780).

Per 31. Dezember 2013 betragen die kurz- und langfristigen Kredite, Anleihen und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten EUR 5.076 Mio (31. Dezember 2012: EUR 4.974 Mio). Davon entfielen EUR 182 Mio auf Finanzierungsleasingverbindlichkeiten (31. Dezember 2012: EUR 185 Mio).

Kassenbestand und Bankguthaben verringerten sich auf EUR 705 Mio (31. Dezember 2012: EUR 1.227 Mio) und spiegelten damit den Erwerb der Statoil Assets in Norwegen und Großbritannien wider, was teilweise durch den abgeschlossenen Verkauf der LMG Lagermanagement GmbH sowie die erfolgreich umgesetzten Working Capital-Maßnahmen kompensiert wurde.

Die **Nettoverschuldung** erhöhte sich auf EUR 4.371 Mio verglichen mit EUR 3.747 Mio Ende 2012, was hauptsächlich auf die Emission einer neuen Anleihe sowie die Verringerung des Kassenbestands und Bankguthabens zurückzuführen ist. Am 18. November 2013 wurde ein Eurobond in Höhe von EUR 500 Mio, einem Kupon von 1,75% und einer Fälligkeit am 25. November 2019, emittiert. Zum 31. Dezember 2013 betrug der **Verschuldungsgrad** (Gearing Ratio) 30,1% (31. Dezember 2012: 25,8%).

## Cashflow (verkürzt, ungeprüft)

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Konzern-Cashflow-Rechnung in EUR Mio	2013	2012
<b>375,35</b>	<b>59,37</b>	<b>403,13</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.728,57</b>	<b>1.790,46</b>
518,43	731,69	485,34	Abschreibungen (+)/Zuschreibungen (-)	2.246,21	2.033,71
-17,69	-98,30	-36,67	Latente Steuern	-130,72	-138,92
20,19	5,56	-82,24	Gewinne (-)/Verluste (+) aus Abgängen von Anlagevermögen	16,60	-96,36
28,54	1,20	98,04	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristige Rückstellungen	-40,58	72,91
-64,80	121,56	59,61	Sonstige unbare Erträge (-)/Aufwendungen (+)	-382,90	-86,11
<b>860,03</b>	<b>821,09</b>	<b>927,21</b>	<b>Mittelzufluss nach unbaren Posten</b>	<b>3.437,17</b>	<b>3.575,70</b>
-313,11	-115,90	249,05	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Vorräte	108,72	-125,43
207,48	-150,96	223,39	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Forderungen	8,91	-444,81
382,63	-254,22	-399,04	Erhöhung (+)/Verminderung (-) Verbindlichkeiten	559,97	920,40
-55,60	121,40	43,13	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristige Rückstellungen	-4,45	-112,88
<b>1.081,43</b>	<b>421,40</b>	<b>1.043,75</b>	<b>Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit</b>	<b>4.110,32</b>	<b>3.812,97</b>
			Investitionen		
-764,52	-2.854,52	-914,11	Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-4.754,95	-2.484,86
-3,18	-5,90	-3,89	Beteiligungen, Ausleihungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	-48,18	-12,70
			Veräußerungen		
18,67	29,26	117,39	Erlöse aus dem Verkauf von Anlagevermögen	89,00	183,61
0,01	3,96	34,46	Erlöse aus dem Verkauf einbezogener Unternehmen abzüglich liquider Mittel	746,04	34,46
<b>-749,02</b>	<b>-2.827,20</b>	<b>-766,15</b>	<b>Mittelzufluss/-abfluss aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-3.968,09</b>	<b>-2.279,49</b>
-25,72	351,27	-607,54	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristiger Finanzierungen	42,02	618,44
0,00	-99,40	0,00	Veränderung nicht beherrschender Anteile	-133,68	6,60
110,58	20,39	-511,43	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristiger Finanzierungen	78,34	-656,68
-8,98	-2,13	-0,84	Dividendenzahlungen	-627,27	-626,28
<b>75,88</b>	<b>270,13</b>	<b>-1.119,81</b>	<b>Mittelzufluss/-abfluss aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-640,59</b>	<b>-657,93</b>
-16,62	-3,07	-2,94	Währungsdifferenz auf liquide Mittel	-24,02	-7,08
<b>391,68</b>	<b>-2.138,74</b>	<b>-845,15</b>	<b>Nettoabnahme (-)/-zunahme (+) liquider Mittel</b>	<b>-522,38</b>	<b>868,47</b>
2.451,98	2.843,66	2.072,45	Liquide Mittel Periodenbeginn	1.227,30	358,83
<b>2.843,66</b>	<b>704,92</b>	<b>1.227,30</b>	<b>Liquide Mittel Periodenende</b>	<b>704,92</b>	<b>1.227,30</b>

### Erläuterungen zur Cashflow-Rechnung

Der **Mittelzufluss aus dem Periodenergebnis** bereinigt um unbare Positionen – wie Abschreibungen, Nettoveränderung der langfristigen Rückstellungen, nicht zahlungswirksame Beteiligungsergebnisse und andere Positionen, die das Ergebnis aus dem Verkauf der LMG Lagermanagement GmbH (LMG) beinhalten – betrug in 2013 EUR 3.437 Mio (2012: EUR 3.576 Mio). Im **Net Working Capital** wurden Mittel in Höhe von EUR 673 Mio freigesetzt (2012: EUR 237 Mio). Dies ist im Wesentlichen auf die erfolgreich umgesetzten Working Capital-Maßnahmen, wie beispielsweise die Verbriefung (Securitization) von Lieferforderungen und Factoring, zurückzuführen. Im Vergleich zu 2012 führte dies zu einem um EUR 297 Mio höheren **Cashflow aus der Betriebstätigkeit** von EUR 4.110 Mio.

Der **Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit** betrug in 2013 EUR 3.968 Mio (2012: EUR 2.279 Mio) und ist im Wesentlichen auf die Akquisition zur Übernahme von Statoil Assets in Norwegen und Großbritannien zurückzuführen. In 2013 war darin neben Zahlungen für Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte (EUR 4.755 Mio) auch der Netto-Mittelzufluss aus dem abgeschlossenen Verkauf von LMG sowie aus anderen Veräußerungen enthalten.

Der **Free Cashflow** (Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit minus Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit) zeigte einen Mittelzufluss von EUR 142 Mio (2012: EUR 1.533 Mio). Der **Free Cashflow abzüglich Dividendenzahlungen** führte zu einem Mittelabfluss von EUR 485 Mio (2012: Mittelzufluss EUR 907 Mio).

Der **Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit** zeigte einen Netto-Mittelabfluss von EUR 641 Mio (2012: EUR 658 Mio). Dies ist im Wesentlichen auf die während der Periode gezahlten Dividenden und die Rückzahlungen langfristiger Schulden und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten zurückzuführen, welche teils durch die Emission eines neuen Eurobonds mit einem Nominale von EUR 500 Mio im November kompensiert wurde. Die Position beinhaltet zudem Netto-Mittelabflüsse im Zusammenhang mit der Akquisition der nicht beherrschenden Anteile an der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H. von 49% sowie der Ausübung von Put-Optionen im Besitz der Oberösterreichische Ferngas Aktiengesellschaft, die zu einer Erhöhung des indirekten Anteils von OMV an der EconGas GmbH führte, welche durch die Verringerung der Anteile an der Austrian Gas Grid Management AG teilweise ausgeglichen wurde.

## Eigenkapitalveränderungsrechnung (verkürzt, ungeprüft)

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen <sup>1)</sup>	Eigene Anteile	OMV Anteils-eigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
<b>1. Jänner 2013</b>	<b>327,27</b>	<b>1.495,80</b>	<b>740,79</b>	<b>9.853,10</b>	<b>-502,66</b>	<b>-11,85</b>	<b>11.902,46</b>	<b>2.627,51</b>	<b>14.529,97</b>
Perioden-/Jahresüberschuss				1.200,32			1.200,32	528,25	1.728,57
Sonstiges Ergebnis der Periode				-73,03	-909,54		-982,56	-19,71	-1.002,27
<b>Gesamtergebnis der Periode</b>				<b>1.127,29</b>	<b>-909,54</b>		<b>217,75</b>	<b>508,54</b>	<b>726,29</b>
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-442,11			-442,11	-187,83	-629,93
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				12,66			12,66		12,66
Abgang eigener Anteile		0,90				0,44	1,34		1,34
Anteilsbasierte Vergütung		1,52		0,54			2,07		2,07
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile				-80,27			-80,27	-16,79	-97,06
<b>31. Dezember 2013</b>	<b>327,27</b>	<b>1.498,22</b>	<b>740,79</b>	<b>10.471,22</b>	<b>-1.412,20</b>	<b>-11,40</b>	<b>11.613,91</b>	<b>2.931,43</b>	<b>14.545,34</b>

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen <sup>1)</sup>	Eigene Anteile	OMV Anteils-eigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
<b>1. Jänner 2012</b>	<b>327,27</b>	<b>1.489,13</b>	<b>740,79</b>	<b>8.901,40</b>	<b>-551,09</b>	<b>-13,16</b>	<b>10.894,34</b>	<b>2.509,56</b>	<b>13.403,90</b>
Perioden-/Jahresüberschuss				1.401,39			1.401,39	389,07	1.790,46
Sonstiges Ergebnis der Periode				-57,26	48,44		-8,82	-47,46	-56,28
<b>Gesamtergebnis der Periode</b>				<b>1.344,13</b>	<b>48,44</b>		<b>1.392,57</b>	<b>341,62</b>	<b>1.734,18</b>
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-404,13			-404,13	-225,42	-629,55
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				12,68			12,68		12,68
Abgang eigener Anteile		1,88				1,32	3,20		3,20
Anteilsbasierte Vergütung		4,79					4,79		4,79
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile				-0,99			-0,99	1,76	0,77
<b>31. Dezember 2012</b>	<b>327,27</b>	<b>1.495,80</b>	<b>740,79</b>	<b>9.853,10</b>	<b>-502,66</b>	<b>-11,85</b>	<b>11.902,46</b>	<b>2.627,51</b>	<b>14.529,97</b>

<sup>1)</sup> Die sonstigen Rücklagen beinhalten Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe, unrealisierte Gewinne und Verluste aus der Bewertung von Hedges und zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte, sowie den auf assoziierte Unternehmen entfallenden Anteil am sonstigen Ergebnis.

### Gezahlte Dividenden

In der Hauptversammlung am 15. Mai 2013 wurde die Ausschüttung einer erhöhten Dividende von EUR 1,20 je Aktie beschlossen. Dies führte zu einer Dividendenzahlung von EUR 391 Mio an die Aktionäre der OMV Aktiengesellschaft. Dividendenzahlungen an Minderheitsaktionäre erfolgten in 2013 in Höhe von EUR 188 Mio. Die Zinszahlung an Hybridkapitalbesitzer belief sich auf EUR 51 Mio.

## Segmentberichterstattung

### Umsätze mit anderen Segmenten

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
1.093,89	1.067,18	1.219,36	-12	Exploration und Produktion	4.335,75	4.687,39	-8
42,48	51,88	59,91	-13	Gas und Power	200,56	176,34	14
12,04	13,36	15,70	-15	Raffinerien und Marketing	53,91	57,50	-6
98,80	101,55	102,06	-1	Konzernbereich und Sonstiges	394,30	389,04	1
<b>1.247,21</b>	<b>1.233,97</b>	<b>1.397,03</b>	<b>-12</b>	<b>Summe</b>	<b>4.984,52</b>	<b>5.310,27</b>	<b>-6</b>

### Umsätze mit Dritten

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
275,18	178,96	327,97	-45	Exploration und Produktion	1.042,73	1.387,32	-25
2.429,85	3.374,49	3.613,22	-7	Gas und Power	12.035,36	11.706,59	3
7.990,02	6.817,93	7.447,74	-8	Raffinerien und Marketing	29.330,55	29.550,68	-1
3,11	0,31	0,74	-58	Konzernbereich und Sonstiges	6,06	4,63	31
<b>10.698,16</b>	<b>10.371,69</b>	<b>11.389,67</b>	<b>-9</b>	<b>Summe</b>	<b>42.414,70</b>	<b>42.649,23</b>	<b>-1</b>

### Umsätze

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
1.369,07	1.246,14	1.547,33	-19	Exploration und Produktion	5.378,48	6.074,71	-11
2.472,34	3.426,37	3.673,13	-7	Gas und Power	12.235,92	11.882,93	3
8.002,06	6.831,29	7.463,44	-8	Raffinerien und Marketing	29.384,45	29.608,19	-1
101,91	101,86	102,80	-1	Konzernbereich und Sonstiges	400,36	393,68	2
<b>11.945,37</b>	<b>11.605,67</b>	<b>12.786,70</b>	<b>-9</b>	<b>Summe</b>	<b>47.399,22</b>	<b>47.959,50</b>	<b>-1</b>

### Segment- und Konzernergebnis

Q3/13	Q4/13	Q4/12	Δ%	in EUR Mio	2013	2012	Δ%
529,49	209,36	781,77	-73	EBIT Exploration und Produktion <sup>1)</sup>	1.989,58	2.743,32	-27
-14,57	-47,32	-69,78	-32	EBIT Gas und Power	0,57	42,53	-99
104,73	42,00	31,10	35	EBIT Raffinerien und Marketing	772,47	416,82	85
-18,63	-17,43	-21,23	-18	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-52,91	-65,56	-19
601,01	186,62	721,86	-74	EBIT Segment Summe	2.709,71	3.137,11	-14
-25,17	26,17	69,64	-62	Konsolidierung: Zwischengewinneliminierung	6,89	-33,39	n.m.
575,84	212,78	791,50	-73	OMV Konzern EBIT	2.716,60	3.103,72	-12
-66,08	-194,10	-104,14	86	Finanzerfolg	-426,60	-246,23	73
<b>509,77</b>	<b>18,69</b>	<b>687,36</b>	<b>-97</b>	<b>OMV Konzern Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>2.290,00</b>	<b>2.857,49</b>	<b>-20</b>

<sup>1)</sup> Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

### Vermögenswerte <sup>1)</sup>

in EUR Mio	31. Dez. 2013	31. Dez. 2012
Exploration und Produktion	12.831,03	9.188,36
Gas und Power	2.089,76	2.348,81
Raffinerien und Marketing	5.486,21	6.053,77
Konzernbereich und Sonstiges	240,67	235,74
<b>Summe</b>	<b>20.647,67</b>	<b>17.826,68</b>

<sup>1)</sup> Segmentvermögenswerte bestehen aus immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen.

## Ergänzende Angaben

### Wesentliche Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

Mit den assoziierten Unternehmen Borealis AG und Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH bestehen laufende Geschäftsbeziehungen in Form von Güterlieferungen und Dienstleistungen.

### Fair Value Bewertung

Zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente werden gemäß nachfolgender Fair Value Hierarchie ausgewiesen:

Level 1: Börsennotierte Kurse in aktiven Märkten werden für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten verwendet.

Level 2: Entweder direkt (d.h. wie Kurse) oder indirekt feststellbare Vorgaben werden als Informationsgrundlage für die Berechnung der Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten verwendet (keine börsennotierten Kurse).

Level 3: Als Informationsgrundlage für die Berechnung der Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden interne Modelle oder andere Bewertungsmethoden verwendet, keine am Markt feststellbaren Daten (z.B. Kurse).

in EUR Mio	31. Dez. 2013			31. Dez. 2012		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
<b>Finanzinstrumente aktiv</b>						
Investmentfonds	6,65	–	<b>6,65</b>	6,86	–	<b>6,86</b>
Anleihen	118,56	–	<b>118,56</b>	129,90	–	<b>129,90</b>
Als Sicherungsinstrumente designierte und effektive Derivate	–	37,36	<b>37,36</b>	–	38,76	<b>38,76</b>
Sonstige Derivate	2,55	68,59	<b>71,14</b>	10,94	89,52	<b>100,47</b>
<b>Summe</b>	<b>127,76</b>	<b>105,95</b>	<b>233,70</b>	<b>147,70</b>	<b>128,28</b>	<b>275,98</b>

in EUR Mio	31. Dez. 2013			31. Dez. 2012		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
<b>Finanzinstrumente passiv</b>						
Verbindlichkeiten aus als Sicherungsinstrumenten designierten und effektiven Derivaten	–	41,63	<b>41,63</b>	–	24,42	<b>24,42</b>
Verbindlichkeiten aus sonstigen Derivaten	0,13	62,76	<b>62,89</b>	2,72	97,32	<b>100,04</b>
<b>Summe</b>	<b>0,13</b>	<b>104,39</b>	<b>104,52</b>	<b>2,72</b>	<b>121,74</b>	<b>124,46</b>

Im OMV Konzern gibt es keine Finanzinstrumente, die gemäß Level 3 bewertet werden. Es gab keine Umgruppierungen zwischen den verschiedenen Levels der Fair Value Hierarchie.

Mit Ausnahme der Anteile an sonstigen Unternehmen zu Anschaffungskosten, für welche die beizulegenden Zeitwerte nicht zuverlässig geschätzt werden können, entsprechen die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte deren beizulegenden Zeitwerten.

Anleihen und sonstige verzinsliche Finanzverbindlichkeiten in Höhe von insgesamt EUR 4.895 Mio (31. Dezember 2012: EUR 4.789 Mio) sind zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Der geschätzte Tageswert dieser Verbindlichkeiten beträgt 5.142 Mio (31. Dezember 2012: EUR 5.170 Mio). Die Buchwerte der sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten entsprechen im Wesentlichen deren beizulegenden Zeitwerten, da diese Verbindlichkeiten überwiegend kurzfristige Fälligkeiten aufweisen.

### Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Die Matuku-1 Explorationsbohrung in Neuseeland ist Ende Jänner 2014 finalisiert worden. Die endgültigen Ergebnisse haben die Anwesenheit von kommerziellen Mengen von Kohlenwasserstoffen nicht bestätigt. Somit wird dies zu einer Abschreibung von ca. EUR 40 Mio in Q1/14 führen.



# Erklärung des Vorstands

Wir bestätigen nach bestem Wissen, dass der im Einklang mit den maßgebenden Rechnungslegungsstandards aufgestellte vorläufige und ungeprüfte Konzernabschluss ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt, dass der Konzernlagebericht den Geschäftsverlauf, das Geschäftsergebnis und die Lage des Konzerns so darstellt, dass ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns entsteht und, dass der Konzernlagebericht die wesentlichen Risiken und Ungewissheiten beschreibt, denen der Konzern ausgesetzt ist.

Wien, 19. Februar 2014

Der Vorstand



Gerhard Roiss  
Vorstandsvorsitzender und Generaldirektor



David C. Davies  
Vorsitzender-Stellvertreter  
Finanzen



Hans-Peter Floren  
Mitglied des Vorstands  
Gas und Power



Jaap Huijskes  
Mitglied des Vorstands  
Exploration und Produktion



Manfred Leitner  
Mitglied des Vorstands  
Raffinerien und Marketing  
inkl. Petrochemie

# Weitere Informationen

## Abkürzungen und Definitionen

**bbl:** (barrel(s)) Fass (159 Liter); **bcf:** (billion cubic feet) Milliarden Kubikfuß; **boe:** (barrel(s) of oil equivalent) Fass Öläquivalent; **boe/d:** Fass Öläquivalent pro Tag; **CCS:** (current cost of supply) zu aktuellen Beschaffungskosten; **E&P:** Exploration und Produktion; **eingesetztes Kapital:** Eigenkapital inklusive nicht beherrschende Anteile zuzüglich Nettoverschuldung; **EUR:** Euro; **FX:** Fremdwährungs-Wechselkurs; **G&P:** Gas und Power; **kbbl, kbbl/d:** Tausend Barrel, kbbl pro Tag; **kboe, kboe/d:** Tausend Barrel Öläquivalent, kboe pro Tag; **Kb&S:** Konzernbereich und Sonstiges; **LNG:** (liquefied natural gas) verflüssigtes Erdgas; **LTIR:** (Lost-Time Injury Rate) Rate an Unfällen mit Arbeitszeitausfall pro 1 Mio Arbeitsstunden; **Mio:** Million; **Mrd:** Milliarde; **MWh:** Megawatt Stunden; **n.a.:** (not available) Wert nicht verfügbar; **n.m.:** (not meaningful) Wert nicht aussagekräftig; **NGL:** (natural gas liquids) Erdgaskondensat; **NOPAT:** Net Operating Profit After Tax. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit nach Steuern zuzüglich Zinsergebnis auf Finanzverbindlichkeiten, +/- Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, +/- Steuereffekte aus Anpassungen; **R&M:** Raffinerien und Marketing inklusive Petrochemie; **ROFA:** Return On Fixed Assets. %-Verhältnis EBIT zu durchschnittlichem immateriellen und Sachanlagevermögen; **ROACE:** Return On Average Capital Employed. %-Verhältnis NOPAT zu durchschnittlich eingesetztem Kapital; **ROE:** Return On Equity. %-Verhältnis Jahresüberschuss zu durchschnittlichem Eigenkapital; **RON:** Rumänischer Leu; **t:** Tonne; **TRY:** Türkische Lira; **TWh:** Terawatt Stunden; **USD:** US-Dollar; **Verschuldungsgrad:** Verhältnis Nettoverschuldung zu Eigenkapital

Eine ausführliche Liste von Abkürzungen und Definitionen entnehmen Sie bitte dem OMV Geschäftsbericht.

## OMV Kontakte

Felix Rüscher, Investor Relations

Tel. +43 1 40440-21600; E-Mail: [investor.relations@omv.com](mailto:investor.relations@omv.com)

Johannes Vetter, Media Relations

Tel. +43 1 40440-22729; E-Mail: [media.relations@omv.com](mailto:media.relations@omv.com)

Zusätzliche Informationen finden Sie auf unserer Internet-Seite [www.omv.com](http://www.omv.com)

## Haftungshinweis für die Zukunft betreffende Aussagen

Dieser Bericht beinhaltet die Zukunft betreffende Aussagen. Diese Aussagen sind durch Bezeichnungen wie „Ausblick“, „erwarten“, „rechnen“, „beabsichtigen“, „planen“, „Ziel“, „Einschätzung“, „können/könnten“, „werden“ und ähnliche Begriffe gekennzeichnet oder können sich aus dem Zusammenhang ergeben. Aussagen dieser Art beruhen auf aktuellen Erwartungen und Annahmen von OMV sowie OMV aktuell zur Verfügung stehenden Informationen. Die Zukunft betreffende Aussagen unterliegen ihrer Natur nach bekannten und unbekanntem Risiken und Unsicherheiten, weil sie sich auf Ereignisse beziehen und von Umständen abhängen, die in der Zukunft eintreten werden oder eintreten können und die außerhalb der Kontrolle von OMV liegen. Folglich können die tatsächlichen Ergebnisse erheblich von jenen Ergebnissen, welche durch die Zukunft betreffende Aussagen beschrieben oder unterstellt werden, abweichen. Empfänger dieses Berichts sollten die Zukunft betreffende Aussagen daher mit der gebotenen Vorsicht zur Kenntnis nehmen.

Weder OMV noch irgendeine andere Person übernimmt für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in diesem Bericht enthaltenen die Zukunft betreffenden Aussagen Verantwortung. OMV lehnt jede Verpflichtung ab, diese Aussagen im Hinblick auf tatsächliche Ergebnisse, geänderte Annahmen und Erwartungen sowie zukünftige Entwicklungen und Ereignisse zu aktualisieren. Dieser Bericht stellt keine Empfehlung oder Einladung zum Kauf oder Verkauf von Wertpapieren von OMV dar.