

Bericht Jänner – Juni und Q2 2015

inkl. Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2015

- ▶ **Q2/15: CCS EBIT vor Sondereffekten von EUR 375 Mio, +2% vs. Q2/14, den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten von EUR 364 Mio, +80% vs. Q2/14**
- ▶ **Starker Ergebnisbeitrag von Downstream und gesteigener Beitrag von Borealis**
- ▶ **Produktion in Q2/15 auf 307 kboe/d gesteigert, trotz der Produktionsstillstände in Libyen und im Jemen**
- ▶ **Rückgang der Investitionen um 23% auf EUR 1.396 Mio in 1-6/15 vs. 1-6/14**
- ▶ **Positiver freier Cashflow vor Dividenden von EUR 97 Mio in Q2/15**
- ▶ **OMV plant Begebung von Hybridschuldverschreibungen mit zumindest Benchmarkvolumen**

Rainer Seele, OMV Generaldirektor:

„Im zweiten Quartal 2015 zeigte der Ölpreis eine geringe Verbesserung im Vergleich zum Beginn des Jahres, trotzdem bleibt das operative Umfeld für OMV herausfordernd. Das CCS EBIT vor Sondereffekten hat sich um 13% vs. Q1/15 verbessert, weil wir vom höheren Ölpreis sowie von gesteigerten Verkaufsmengen profitierten und das starke Margenumfeld in Downstream Öl nutzen konnten. Ein Vergleich mit den Ergebnissen von Q2/14 zeigt die natürliche Absicherung durch unser integriertes Geschäftsmodell. Während sich das Upstream-Ergebnis verringerte, schaffte es der Geschäftsbereich Downstream diesen Rückgang in Q2/15 fast vollständig auszugleichen. Zusätzlich unterstützten die umgesetzten Kostensenkungsmaßnahmen das Ergebnis. Das CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten erreichte mit EUR 1,11 in Q2/15 eine Verbesserung gegenüber den verglichenen Quartalen. Dies resultiert hauptsächlich aus einer guten operativen Performance und einem starken Beitrag von Borealis. Unsere Priorität bleibt der Fokus auf den Cashflow. In Q2/15 erreichten wir einen positiven freien Cashflow vor Dividenden, was eine beachtliche Verbesserung im operativen Cash-Zyklus nach einem schwierigen ersten Quartal zeigt. Zusammen mit meinem Team habe ich begonnen, die Konzern-Strategie gründlich zu überprüfen. Wir werden uns weiterhin auf das erfolgreiche integrierte Geschäftsmodell verlassen und uns auf Wachstum in Upstream fokussieren. Dennoch werden wir alle strategischen Optionen zur Verbesserung der Cash-Generierung und der Profitabilität des Unternehmens evaluieren.“

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
228	222	232	-4	Betriebserfolg (EBIT)	451	908	-50
333	375	369	2	CCS EBIT vor Sondereffekten	708	1.037	-32
163	209	132	59	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss ¹⁾	372	433	-14
237	364	202	80	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten ¹⁾	600	504	19
0,50	0,64	0,40	58	Ergebnis je Aktie in EUR	1,14	1,33	-14
0,73	1,11	0,62	80	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR	1,84	1,54	19
406	858	680	26	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	1.264	1.587	-20

¹⁾ Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses

Inhalt

- | | | |
|--------------------------------------|-------------------------------|--|
| 2 Lagebericht
(ungeprüft) | 2 Ergebnisse auf einen Blick | 9 Konzernzwischenabschluss (ungeprüft) |
| | 3 Geschäftsbereiche | 19 Erklärung des Vorstands |
| | 7 Ausblick | 20 Weitere Informationen |



Lagebericht (verkürzt, ungeprüft)

Ergebnisse auf einen Blick

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
5.826	5.726	9.307	-38	Umsatz ¹⁾	11.552	19.132	-40
29	106	211	-50	EBIT Upstream ²⁾	135	812	-83
217	140	82	70	EBIT Downstream	357	177	102
-17	8	-22	n.m.	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-9	-33	-74
-1	-31	-38	-20	Konsolidierung	-32	-48	-34
228	222	232	-4	EBIT	451	908	-50
111	177	143	24	davon EBIT OMV Petrom Gruppe	288	470	-39
4	-198	-153	29	Sondereffekte ³⁾	-194	-127	52
-4	-12	-8	64	davon: Personal und Restrukturierung	-17	-12	43
-1	-206	-132	56	Außerplanmäßige Abschreibungen	-207	-133	55
0	0	-27	-99	Anlagenverkäufe	0	-17	-100
9	21	13	55	Sonstiges	30	35	-14
-109	45	16	172	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-)	-64	-2	n.m.
33	116	349	-67	EBIT vor Sondereffekten Upstream ^{2), 4)}	149	952	-84
260	269	71	n.m.	CCS EBIT vor Sondereffekten Downstream ⁴⁾	529	156	n.m.
-16	9	-13	n.m.	EBIT vor Sondereffekten Konzernbereich und Sonstiges ⁴⁾	-7	-23	-69
57	-19	-38	-50	Konsolidierung	38	-48	n.m.
333	375	369	2	CCS EBIT vor Sondereffekten ⁴⁾	708	1.037	-32
133	148	259	-43	davon CCS EBIT vor Sondereffekten OMV Petrom Gruppe ⁴⁾	281	588	-52
206	314	219	44	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	520	831	-37
221	292	175	67	Periodenüberschuss	513	613	-16
163	209	132	59	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss ⁵⁾	372	433	-14
237	364	202	80	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten ^{4), 5)}	600	504	19
0,50	0,64	0,40	58	Ergebnis je Aktie in EUR	1,14	1,33	-14
0,73	1,11	0,62	80	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR ⁴⁾	1,84	1,54	19
406	858	680	26	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	1.264	1.587	-20
1,24	2,63	2,08	26	Cashflow je Aktie in EUR	3,88	4,86	-20
5.459	5.901	4.935	20	Nettoverschuldung	5.901	4.935	20
35	40	33	19	Verschuldungsgrad in %	40	33	19
707	689	1.058	-35	Investitionen	1.396	1.805	-23
3	-	-	n.a.	ROFA in %	3	8	-66
2	-	-	n.a.	ROACE in %	3	7	-58
8	-	-	n.a.	CCS ROACE vor Sondereffekten in % ⁴⁾	8	9	-10
3	-	-	n.a.	ROE in %	3	7	-52
-8	7	20	-64	Steuerquote des Konzerns in %	1	26	-95
25.287	24.960	26.773	-7	Mitarbeiteranzahl	24.960	26.773	-7

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

Mit 1. Jänner 2015 wurde der gemeinsame Geschäftsbereich Downstream geschaffen, indem die beiden Geschäftsbereiche Gas und Power und Raffinerien und Marketing zusammengeschlossen wurden. Zusätzlich wurde der Geschäftsbereich Exploration und Produktion in Upstream umbenannt.

¹⁾ Umsätze exklusive Mineralölsteuer

²⁾ Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“

³⁾ Sondereffekte sind außergewöhnliche, nicht wiederkehrende Effekte und enthalten unrealisierte Gewinne/Verluste aus Rohstoffderivaten (beginnend mit Q2/15), die zum EBIT addiert bzw. vom EBIT abgezogen werden. Für nähere Informationen verweisen wir auf die Geschäftsbereiche

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

⁵⁾ Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses

Geschäftsbereiche

Upstream

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
29	106	211	-50	Betriebserfolg (EBIT)	135	812	-83
-4	-11	-138	-92	Sondereffekte	-14	-140	-90
33	116	349	-67	EBIT vor Sondereffekten	149	952	-84
387	569	741	-23	EBITD vor Sondereffekten	956	1.724	-45
609	593	713	-17	Investitionen	1.202	1.337	-10
303	307	297	3	Gesamtproduktion in kboe/d	305	304	0
184	181	180	1	davon OMV Petrom Gruppe	182	181	1
13,5	14,0	13,2	6	Rohöl- und NGL-Produktion in Mio bbl	27,6	27,8	-1
77,0	78,0	77,7	0	Erdgasproduktion in bcf	154,9	152,9	1
53,94	61,88	109,67	-44	Durchschnittlicher Brent-Preis in USD/bbl	57,84	108,93	-47
47,87	56,60	101,48	-44	Durchschnittlich realisierter Rohölpreis in USD/bbl	52,66	101,60	-48
5,38	5,68	7,26	-22	Durchschnittlich realisierter Gaspreis in USD/1.000 cf	5,53	6,93	-20
1,126	1,105	1,371	-19	Durchschnittlicher EUR-USD-Kurs	1,116	1,370	-19
151	183	186	-2	Explorationsausgaben in EUR Mio	334	279	20
61	108	182	-41	Explorationsaufwendungen in EUR Mio	168	258	-35
13,95	13,59	17,96	-24	Produktionskosten in USD/boe	13,78	17,02	-19

Mit 1. Jänner 2015 wurde der Geschäftsbereich Exploration und Produktion in Upstream umbenannt.

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. zweites Quartal 2014 (Q2/14)

- ▶ **Starker Rückgang der Ölpreise wirkte sich negativ auf das Q2/15-Ergebnis aus**
- ▶ **Produktionskosten sanken aufgrund der vorteilhaften Wechselkurse und des strikten Kostenmanagements um 24%**
- ▶ **Produktion stieg trotz des Produktionsstillstands im Jemen um 3%**

In Q2/15 lag der durchschnittliche **Brent-Preis** in USD um 44% unter jenem von Q2/14. Der **durchschnittlich erzielte Rohölpreis** des Konzerns fiel um 44%, während der **durchschnittlich erzielte Gaspreis** in USD/1.000 cf im Vergleich zu Q2/14 um 22% sank.

Das **EBIT vor Sondereffekten** sank stark auf EUR 116 Mio. Dies wurde vor allem durch die niedrigeren Ölpreise und die höhere Abschreibung, die hauptsächlich aus Norwegen stammt, verursacht. Diese Auswirkungen wurden nur bis zu einem gewissen Grad durch die vorteilhafte Entwicklung des EUR-USD-Wechselkurses ausgeglichen. Die **Explorationsaufwendungen** sanken von EUR 182 Mio in Q2/14 auf EUR 108 Mio, da das Vorjahresquartal die Abschreibung von nicht erfolgreichen Bohrungen in Gabun, auf den Färöer Inseln und in Norwegen beinhaltete. Netto-Sondereffekte in Höhe von EUR -11 Mio führten zu einem **EBIT** von EUR 106 Mio, um 50% niedriger als in Q2/14 (EUR 211 Mio).

Die **Produktionskosten** abzüglich Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe waren um 24% niedriger als in Q2/14, im Wesentlichen aufgrund des vorteilhaften EUR-USD-Wechselkurses und der niedrigeren Personal-, Material- und Servicekosten, die durch das strikte Kostenmanagement getrieben wurde. Die OPEX in USD/boe von OMV Petrom sanken um 30%, hauptsächlich aufgrund der vorteilhaften Entwicklung des RON-USD-Wechselkurses, niedrigerer Personal- und Materialkosten in Rumänien sowie der Verringerung der Steuer auf Konstruktionen in Rumänien von 1,5% auf 1,0%. Die gesamten **Explorationsausgaben** des OMV Konzerns sanken im Vergleich zu Q2/14 um 2% auf EUR 183 Mio und spiegeln dabei hauptsächlich das niedrigere Aktivitätsniveau in Norwegen wider.

Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl, NGL und Erdgas** betrug 307 kboe/d. Dies war um 3% mehr als in Q2/14 und lag am höheren Produktionsniveau in Norwegen aufgrund des Beitrags aus dem Feld Gudrun sowie an höheren Mengen aus Neuseeland, die die Inbetriebnahme der Bohrungen im Feld Maari widerspiegeln. Der Produktionsbeitrag von Norwegen und Neuseeland glich den Produktionsstillstand im Jemen aufgrund von Sicherheitsproblemen seit Anfang April 2015 mehr als aus. Die OMV Petrom Gesamttagesproduktion von Erdöl und Erdgas stieg im Vergleich zum Q2/14-Niveau um 1%, begünstigt durch das stabile Produktionsniveau in Rumänien sowie leicht erhöhte Produktionsmengen in Kasachstan. Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl und NGL** stieg um 6% und spiegelte damit insbesondere die höheren Produktionsmengen in Norwegen und Neuseeland wider. Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdgas** war auf gleichem Niveau wie in Q2/14, wobei der höhere Beitrag von Norwegen durch niedrigere Produktionsmengen in Österreich, Pakistan und Neuseeland ausgeglichen wurde. Die **Gesamtverkaufsmenge** stieg, hauptsächlich aufgrund von höheren Verkaufsmengen in Norwegen und Neuseeland, um 5%.

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. erstes Quartal 2015 (Q1/15)

Das EBIT vor Sondereffekten stieg in Q2/15 auf EUR 116 Mio vs. EUR 33 Mio in Q1/15, hauptsächlich getrieben durch den Anstieg der Ölpreise und höhere Verkaufsmengen. Die Explorationsaufwendungen betrugen EUR 108 Mio und erhöhten sich damit verglichen mit EUR 61 Mio in Q1/15 getrieben durch Abschreibungen von Bohrungen in Rumänien, Norwegen und Österreich. Die Gesamttagesproduktion stieg, trotz des Produktionsstillstands im Jemen seit Anfang April und des anhaltenden Produktionsstillstands in Libyen aufgrund von Sicherheitsproblemen, um 1%. Der Anstieg ist auf die erhöhten Produktionsmengen in Norwegen zurückzuführen, die aus einem Produktionsanstieg des Feldes Gudrun nach technischen Problemen in Q1/15 resultierten. Die Tagesproduktion von Erdöl und NGL stieg aufgrund der höheren Niveaus in Norwegen und Neuseeland um 3%. Die Tagesproduktion von Erdgas war mit höheren Mengen in Norwegen, die durch niedrigere Produktionsmengen in Rumänien und Pakistan ausgeglichen wurden, im Vergleich zum Vorquartal stabil. Die Gesamtverkaufsmengen stiegen im Vergleich zu Q1/15 aufgrund der höheren Liftings in Norwegen, Tunesien und Neuseeland um 10%.

Jänner bis Juni 2015 (1-6/15) vs. Jänner bis Juni 2014 (1-6/14)

Der **Brent**-Preis in USD sank verglichen zu 1-6/14 um 47%. Der **durchschnittlich realisierte Rohölpreis** des Konzerns in USD/bbl sank um 48% auf USD 52,66/bbl, während der **durchschnittlich erzielte Gaspreis** in USD/1.000 cf verglichen zu 1-6/14 um 20% sank.

Das **EBIT vor Sondereffekten** lag 84% unter 1-6/14 und wurde durch signifikant niedrigere Ölpreise, welche nur bis zu einem gewissen Grad durch die vorteilhafte Entwicklung des EUR-USD-Wechselkurses, niedrigere Explorationsaufwendungen und niedrigere Produktionskosten ausgeglichen wurden, negativ beeinflusst. Die **Explorationsaufwendungen** sanken von EUR 258 Mio in 1-6/14 auf EUR 168 Mio, da das erste Halbjahr 2014 die Abschreibung von nicht erfolgreichen Bohrungen in Gabun, Neuseeland, auf den Färöer Inseln und in Norwegen beinhaltete. Netto-Sondereffekte in Höhe von EUR -14 Mio führten zu einem **EBIT** von EUR 135 Mio, um 83% niedriger als in 1-6/14 (EUR 812 Mio).

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe sanken verglichen mit 1-6/14 um 19%, überwiegend aufgrund des vorteilhaften EUR-USD-Wechselkurses und der niedrigeren Material-, Service- und Personalkosten, die durch das strikte Kostenmanagement getrieben wurde. Die OPEX von OMV Petrom sanken um 23%, hauptsächlich aufgrund der vorteilhaften Entwicklung des RON-USD-Wechselkurses, niedrigerer Personal- und Materialkosten in Rumänien sowie der Verringerung der Steuer auf Konstruktionen in Rumänien von 1,5% auf 1,0%. Die **Explorationsausgaben** stiegen verglichen zu 1-6/14 um 20% auf 334 Mio. Dies spiegelt im Wesentlichen gestiegene Aktivitäten im rumänischen Schwarzen Meer wider. Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl, NGL und Erdgas** war auf gleichem Niveau wie in 1-6/14, wobei der höhere Beitrag von Norwegen und Rumänien größtenteils durch niedrigere Produktionsniveaus in Libyen und im Jemen, die durch Sicherheitsprobleme beeinträchtigt waren, ausgeglichen wurde. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** sank um 1% verglichen zu 1-6/14, da der höhere Produktionsbeitrag von Norwegen und Neuseeland im Wesentlichen durch die niedrigeren Produktionsniveaus in Libyen und im Jemen mehr als ausgeglichen wurde. Die **OMV Erdgastagesproduktion** stieg vs. 1-6/14 aufgrund des Produktionsbeitrags von Norwegen sowie höherer Mengen in Rumänien um 1%. Gesunkene Verkaufsmengen, hauptsächlich in Libyen, führten zu einem Rückgang der **Gesamtverkaufsmenge** um 3% vs. 1-6/14.

Downstream

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
217	140	82	70	Betriebserfolg (EBIT)	357	177	102
9	-186	-6	n.m.	Sondereffekte	-178	23	n.m.
-51	57	16	n.m.	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) ¹⁾	5	-2	n.m.
260	269	71	n.m.	CCS EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	529	156	n.m.
205	286	62	n.m.	davon Downstream Öl	491	111	n.m.
55	-17	10	n.m.	davon Downstream Gas	38	46	-16
420	434	239	81	CCS EBITD vor Sondereffekten ¹⁾	854	476	79
91	93	334	-72	Investitionen	184	452	-59
Downstream Öl-Kennzahlen							
7,45	7,78	1,92	n.m.	OMV Referenz-Raffineriemarge in USD/bbl ²⁾	7,61	1,77	n.m.
355	438	355	23	Ethylen/Propylen Netto-Marge in EUR/t ³⁾	398	370	8
92	92	84	9	Raffinerie-Auslastungsgrad gesamt in % ⁴⁾	92	87	6
6,58	7,56	8,19	-8	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	14,13	15,36	-8
4,51	5,29	5,47	-3	davon Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	9,80	10,11	-3
0,56	0,56	0,55	3	davon Petrochemie in Mio t	1,13	1,09	3
Downstream Gas-Kennzahlen							
38,00	23,05	26,85	-14	Erdgas-Verkaufsmengen in TWh ⁵⁾	61,05	61,84	-1
1,02	0,33	0,83	-60	Nettostromerzeugung in TWh	1,34	2,61	-48

Mit 1. Jänner 2015 wurde der gemeinsame Geschäftsbereich Downstream geschaffen, indem die beiden Geschäftsbereiche Gas und Power und Raffinerien und Marketing zusammengeschlossen wurden. Zusätzlich wurden die Bereiche wie folgt umbenannt: Gas und Power in Downstream Gas sowie Raffinerien und Marketing in Downstream Öl.

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

²⁾ In Q3/14 wurde nach Abschluss des Modernisierungsprogramms der Raffinerie Petrobrazil die Produktenstruktur für die Berechnung der OMV Referenz-Raffineriemarge angepasst. Zuvor veröffentlichte Zahlen wurden nicht entsprechend angepasst

³⁾ Berechnet auf Basis West European Contract Prices (WECP)

⁴⁾ In Q1/15 wurde die Raffineriekapazität, aufgrund des nachgewiesenen maximalen Durchsatzes basierend auf einem Zeitraum der besten 30 aufeinanderfolgenden Tage nach dem Abschluss der Modernisierung der Raffinerie Petrobrazil, von 17,4 Mio t auf 17,8 Mio t aktualisiert. Zuvor veröffentlichte Zahlen wurden nicht entsprechend angepasst

⁵⁾ Ab Q1/15 spiegelt diese Kennzahl nur Mengen an Dritte wider und exkludiert Tradingmengen. Zuvor veröffentlichte Zahlen wurden entsprechend angepasst

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. zweites Quartal 2014 (Q2/14)

- ▶ **Signifikant gestiegenes Raffinerie-Ergebnis getrieben durch starke Raffineriemargen und guten Auslastungsgrad**
- ▶ **Starkes Petrochemie-Geschäft aufgrund höherer Margen und Mengen**
- ▶ **Verbesserte Marketing-Performance, unterstützt durch gestiegene Produktnachfrage**

Mit EUR 269 Mio stieg das **CCS EBIT vor Sondereffekten** vs. EUR 71 Mio in Q2/14 signifikant, getrieben durch ein sehr starkes Downstream Öl-Geschäft. In Q2/15 wurden Netto-Sondereffekte in Höhe von EUR -186 Mio verzeichnet, die hauptsächlich aus einer Wertminderung des Kraftwerks Samsun (EUR 205 Mio) resultierten. Die türkischen Spark Spreads waren für einen Großteil des Jahres 2015 negativ und führten zu einer Überprüfung des aktuellen Buchwerts des Kraftwerks. Gestiegene Rohölpreise im Quartal trugen zu positiven CCS Effekten von EUR 57 Mio bei und führten zu einem **EBIT** von EUR 140 Mio.

Das **Downstream Öl-CCS EBIT vor Sondereffekten** stieg stark auf EUR 286 Mio und spiegelt das signifikant höhere Raffinerie-Ergebnis und das starke Marketing-Ergebnis wider. Die OMV Referenz-Raffineriemarge stieg von USD 1,92/bbl in Q2/14 auf USD 7,78/bbl, hauptsächlich infolge geringerer Kosten für den Eigenenergieverbrauch, besserer Produktpreisen und der Anpassung der Produktenstruktur in Petrobrazil in Q3/14 (OMV Referenz-Raffineriemarge West von USD 2,82/bbl in Q2/14 auf USD 7,39/bbl in Q2/15; OMV Referenz-Raffineriemarge Ost von USD -1,88/bbl in Q2/14 auf USD 8,95/bbl in Q2/15). Die Gesamtverkaufsmenge an Raffinerieprodukten war im Vergleich zur Vorjahresperiode, hauptsächlich durch den im Juni 2014 abgeschlossenen Verkauf des 45%-Anteils am Raffinerieverbund Bayernoil, geringer. Der gesamte Raffinerie-Auslastungsgrad erhöhte sich auf starke 92% in Q2/15 (84% in Q2/14). Mit EUR 68 Mio war das Petrochemie-EBIT vor Sondereffekten höher verglichen mit EUR 40 Mio in Q2/14, aufgrund höherer Margen und eines Anstiegs der Verkaufsmengen um 3%.

Der Beitrag von **Borealis** (at-equity konsolidiert; wird daher im Finanzerfolg des OMV Konzerns gezeigt) stieg auf EUR 127 Mio in Q2/15 vs. EUR 51 Mio in Q2/14, hauptsächlich getrieben durch signifikant verbesserte Olefin- und Polyolefin-Margen und einem höheren Beitrag von Borouge, der durch gestiegene Mengen (Borouge 3 Anlagen-Inbetriebnahme vs. Q2/14) positiv beeinflusst war.

Das Marketing-EBIT vor Sondereffekten war aufgrund der positiven Effekte aus dem besseren Marktumfeld, hauptsächlich getrieben durch die niedrigeren Ölpreise, auf höherem Niveau als in Q2/14. Die gesamten Marketing-Verkaufsmengen fielen

um 3% leicht vs. Q2/14. Der oben erwähnte Verkauf des 45%-Anteils an Bayernoil wurde durch gesteigerte Verkaufsmengen in allen Märkten beinahe ausgeglichen.

Das **Downstream Gas**-EBIT vor Sondereffekten sank auf EUR -17 Mio in Q2/15 vs. EUR 10 Mio in Q2/14, hauptsächlich infolge von Rückstellungen für ausstehende Forderungen. Die Erdgas-Verkaufsmengen sanken um 14% auf 23,05 TWh, im Wesentlichen durch niedrigere Mengen in Österreich und der Türkei. Insgesamt war die Erdgas-Verkaufsmarge ähnlich dem Niveau von Q2/14. Die durchschnittlichen Spark Spreads waren in Q2/15 negativ, was zu einem Rückgang der Nettostromerzeugung von 60% auf 0,33 TWh in Q2/15 vs. 0,83 TWh in Q2/14 führte. Der Beitrag des Erdgastransport-Geschäfts in Österreich verringerte sich durch die Abspaltung des Betriebs der TAG Pipeline in Q4/14.

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. erstes Quartal 2015 (Q1/15)

Das Downstream-CCS EBIT vor Sondereffekten stieg leicht auf EUR 269 Mio, hauptsächlich wegen der höheren Beiträge des Marketing- und Petrochemie-Geschäfts, welche das geringere Ergebnis des Downstream Gas-Geschäfts mehr als ausglich.

Das Downstream Öl-CCS EBIT vor Sondereffekten war in Q2/15 um EUR 81 Mio höher als in Q1/15, hauptsächlich getrieben durch das saisonal stärkere Marketing-Geschäft und ein verbessertes Ergebnis des Petrochemie-Geschäfts. Die OMV Referenz-Raffineriemarge stieg vs. Q1/15 leicht, hauptsächlich durch verbesserte Benzin-Spannen, welche teilweise durch niedrigere Diesel-Spannen und höhere Rohölpreise, die sich negativ auf die Kosten für den Eigenenergieverbrauch auswirkten, ausgeglichen wurden. Das Petrochemie-Ergebnis verbesserte sich auf EUR 68 Mio, getrieben durch signifikant gestiegene Margen, während die Mengen stabil blieben. Das Marketing-Geschäft verzeichnete den erwarteten saisonalen Anstieg der Verkaufsmengen sowie Margen, die auf ähnlichem Niveau wie in Q1/15 blieben.

Das Downstream Gas-EBIT vor Sondereffekten sank auf EUR -17 Mio in Q2/15 vs. EUR 55 Mio in Q1/15, hauptsächlich zurückzuführen auf Saisonalität, ein anhaltend schwaches Gas-Marktumfeld sowie auf einen Anstieg der Rückstellungen für ausstehende Forderungen. Die Erdgas-Verkaufsmengen folgten dem erwarteten Muster eines saisonalen Rückgangs, während das Margenniveau unter jenem in Q1/15 lag. Die Nettostromerzeugung fiel, beeinflusst durch niedrigere durchschnittliche Spark Spreads in der Türkei und in Rumänien, um 68% von 1,02 TWh in Q1/15 auf 0,33 TWh in Q2/15. Das Erdgastransport-Geschäft in Österreich erzielte ein leicht niedrigeres Ergebnis.

Jänner bis Juni 2015 (1-6/15) vs. Jänner bis Juni 2014 (1-6/14)

Downstream erzielte aufgrund eines signifikant gestiegenen Beitrags des Downstream Öl-Geschäfts in 1-6/15 mit EUR 529 Mio vs. EUR 156 Mio in 1-6/14 ein sehr starkes **CCS EBIT vor Sondereffekten**. In 1-6/15 wurden Netto-Sondereffekte in Höhe von EUR -178 Mio ausgewiesen, hauptsächlich getrieben durch eine Wertminderung des Kraftwerks Samsun. Die türkischen Spark Spreads waren für einen Großteil des Jahres 2015 negativ und führten zu einer Überprüfung des aktuellen Buchwerts des Kraftwerks. Gestiegene Rohölpreise im ersten Halbjahr trugen zu positiven CCS Effekten von EUR 5 Mio bei und führten zu einem **EBIT** von EUR 357 Mio.

Mit EUR 491 Mio war das **Downstream Öl**-CCS EBIT vor Sondereffekten in 1-6/15 vs. EUR 111 Mio in 1-6/14, hauptsächlich getrieben durch ein signifikant gestiegenes Ergebnis des Raffinerie-Geschäfts, wesentlich höher. Die OMV Referenz-Raffineriemarge stieg von USD 1,77/bbl in 1-6/14 auf USD 7,61/bbl in 1-6/15, hauptsächlich infolge geringerer Kosten für den Eigenenergieverbrauch, besserer Produkt-Spannen und der Anpassung der Produktenstruktur in Petrobrasil in Q3/14 (OMV Referenz-Raffineriemarge West von USD 2,70/bbl in 1-6/14 auf USD 7,29/bbl in 1-6/15; OMV Referenz-Raffineriemarge Ost von USD -2,15/bbl in 1-6/14 auf USD 8,59/bbl in 1-6/15). Der gesamte Raffinerie-Auslastungsgrad lag bei starken 92% (vs. 87% in 1-6/14). Das Petrochemie-EBIT vor Sondereffekten war mit EUR 100 Mio, aufgrund einer gestiegenen Ethylen/Propylen Netto-Marge und höheren Mengen, um 22% besser als in 1-6/14. Das Marketing-Ergebnis vor Sondereffekten war über dem Niveau von 1-6/14, getrieben durch positive Effekte aus dem besseren Marktumfeld, hauptsächlich beeinflusst durch die niedrigeren Ölpreise. Dies wurde nur teilweise durch eine schwächere Performance von OMV Petrol Ofisi, welche durch den Eingriff des Regulators in der Türkei negativ beeinflusst wurde, ausgeglichen.

Das **Downstream Gas**-EBIT vor Sondereffekten war mit EUR 38 Mio in 1-6/15 unter dem Niveau von 1-6/14, da die leicht verbesserte Performance des Erdgas-Verkaufsgeschäfts durch Rückstellungen für ausstehende Forderungen mehr als ausgeglichen wurde. Die Erdgas-Verkaufsmengen sanken leicht auf 61,05 TWh. Insgesamt war die Erdgas-Verkaufsmarge über dem Niveau von 1-6/14. Die durchschnittlichen Spark Spreads in der Türkei und in Rumänien waren in 1-6/15 negativ und führten zu einem Rückgang der Nettostromerzeugung von 48% auf 1,34 TWh in 1-6/15 vs. 2,61 TWh in 1-6/14. Der Beitrag des Erdgastransport-Geschäfts in Österreich verringerte sich vs. 1-6/14 durch die Abspaltung des Betriebs der TAG Pipeline in Q4/14.

Ausblick

Mittelfristiger Ausblick

Aufgrund des signifikant gesunkenen Ölpreises und der Unberechenbarkeit unserer Produktion in Libyen, haben wir unser Investitionsprogramm zurückgefahren. Die Erwartung für die durchschnittliche Investitionssumme des Konzerns für die Periode von 2015-2017 liegt bei rund EUR 2,5 bis 3,0 Mrd p.a., wobei rund 80% in Upstream investiert werden, da wir die laufenden Großprojekte weiterhin umsetzen. Unser Ziel ist es, einen weitgehend neutralen freien Cashflow nach Dividenden in derselben Periode zu erreichen. Das geänderte Investitionsprogramm unterstützt uns bei diesem Ziel. Die mittelfristige Performance des ROACE wird von dem Kapital, das in noch nicht produzierende Feldentwicklungsprojekte investiert wurde, sowie dem niedrigen Ölpreis negativ beeinflusst werden. Wir stehen weiterhin zu unserem langfristigen Verschuldungsgrad-Ziel von $\leq 30\%$ und zu unserer Dividendenpolitik (langfristiges Ausschüttungsgrad-Ziel von 30%).

Marktumfeld

OMV erwartet für das Gesamtjahr 2015, dass der **Brent-Rohölpreis** im Jahresdurchschnitt zwischen USD 50/bbl und USD 60/bbl liegen wird. Die Brent-Urals Spanne wird weiterhin relativ niedrig erwartet. Das **Gas-Marktumfeld** wird weiterhin sehr herausfordernd erwartet. Für die zweite Jahreshälfte 2015 wird ein Rückgang der **Raffinerie-Margen** im Vergleich zum Niveau der ersten Jahreshälfte erwartet, da weiterhin Überkapazitäten auf den europäischen Märkten bestehen. Im **Petrochemie-Geschäft** wird erwartet, dass die Margen auf ähnlichem Niveau wie in der ersten Jahreshälfte 2015 bleiben. Aufgrund des verringerten Ölpreises wird erwartet, dass niedrigere Produktpreise die Nachfrage im **Marketing-Geschäft** unterstützen.

Konzern

- ▶ 2015 wird eine Investitionssumme von rund EUR 2,7 Mrd erwartet
- ▶ OMV hat ein Programm gestartet, um die Fitness des Unternehmens durch die Implementierung von Kostensenkungsmaßnahmen sowie Reduktion von Investitionen für ein potenziell andauerndes, niedriges Ölpreiseumfeld sicherzustellen
- ▶ Zur weiteren Stärkung der finanziellen Flexibilität des Konzerns plant OMV – abhängig von der Zustimmung des Aufsichtsrats und den gegebenen Marktbedingungen – die Begebung von Hybridschuldverschreibungen mit zumindest Benchmarkvolumen
- ▶ Um den Konzern-Cashflow vor einem potenziell negativen Einfluss durch niedrigere Ölpreise in der Periode von Juli 2015 bis Juni 2016 teilweise abzusichern, schloss OMV Ölpreisabsicherungen für ein Volumen von 50.000 bbl/d der Upstream-Ölproduktion ab. Der Konzern sicherte mittels eines Zero-Premium-Collar-Programms eine Brent-Preis Untergrenze von USD 55/bbl unter Verzicht auf das Upside-Potenzial über rund USD 68/bbl von Juli bis Dezember 2015, über rund USD 73/bbl von Jänner bis März 2016 und über rund USD 82/bbl von April bis Juni 2016

Upstream

- ▶ Es wird erwartet, dass die Produktion in Libyen und im Jemen für den Rest des Jahres durch die kritische Sicherheitslage beeinträchtigt sein wird. Ohne einen Beitrag dieser beiden Länder wird das gesamte Produktionsniveau 2015 bei durchschnittlich rund 300 kboe/d erwartet.
- ▶ Der Gesamtproduktionsbeitrag von Rumänien und Österreich wird voraussichtlich am unteren Ende des Zielbereichs von 200-210 kboe/d liegen. Die Produktion in Rumänien lag auf einem Niveau von 172 kboe/d in Q2/15; der Durchschnitt für das gesamte Jahr wird, aufgrund von geplanten Workover-Aktivitäten bei wichtigen Bohrungen in der zweiten Jahreshälfte sowie der Auswirkung des reduzierten Investitionsniveaus, niedriger erwartet
- ▶ In Norwegen sind ein Wartungsstillstand des Feldes Gullfaks und ein kurzer Wartungsstillstand des Feldes Gudrun in Q3/15 geplant. Es wird erwartet, dass zusätzliche Bohrungen in beiden Feldern im zweiten Halbjahr in Betrieb genommen werden
- ▶ Nach der Meldung „erstes Öl“ aus dem Maari Growth Projekt in Q4/14, wurden die Bohrungen abgeschlossen, wobei die letzte Bohrung im Juli in Betrieb genommen wurde
- ▶ Die Investitionen in Upstream werden für 2015 rund 80% der gesamten Konzern-Investitionen betragen. Die größten Investitionsprojekte sind Gullfaks, Aasta Hansteen, Edvard Grieg und Gudrun in Norwegen, sowie Feldneuentwicklungen in Rumänien, Nawara in Tunesien und Schiehallion in Großbritannien
- ▶ Im Neptun Block (Rumänien, Schwarzes Meer) werden die Bohraktivitäten weitergeführt, wobei bisher die Explorationsbohrungen Pelican South-1, Dolphin-1, Flamingo-1 und Califar-1 fertiggestellt wurden. Die Ergebnisse der bisherigen Bohrungen werden gemeinsam mit den Daten der zusätzlichen Explorationsaktivitäten zur Evaluierung des gesamten Block-Potenzials verwendet werden
- ▶ Explorationsausgaben und Ausgaben für Erweiterungsbohrungen werden derzeit bei rund EUR 0,6 Mrd für 2015 erwartet. Es wird erwartet, dass die für 2015 geplanten signifikanten Explorationsbohrungen in Rumänien (Schwarzes Meer) und Norwegen (Norwegische Nordsee) noch durchgeführt werden.

Downstream

- ▶ Die optimierte Asset-Struktur nach dem Modernisierungsprogramm der Raffinerie Petrobrazil, zusammen mit einer ausgezeichneten Kapazitätsauslastung der Raffinerien, unterstützen den stabilen Gewinn- und Cash-Beitrag des Raffinerie-Geschäfts, der sich in der Performance 2015 widerspiegeln wird
- ▶ Es sind keine größeren Raffinerie-Stillstände für den Rest des Jahres geplant
- ▶ Es wird erwartet, dass die anhaltende regulatorische Unsicherheit in der Türkei die Profitabilität von OMV Petrol Ofisi negativ beeinflusst
- ▶ Aufgrund des anhaltend schwachen Gas-Marktumfelds wird erwartet, dass die Erdgas-Verkaufsmargen auf einem niedrigen Niveau bleiben
- ▶ Es wird erwartet, dass die Spark Spreads in Rumänien und der Türkei schwach bleiben
- ▶ Aufgrund der 2014 implementierten Restrukturierung des Erdgas-transport-Geschäfts wird erwartet, dass sich der Ergebnisbeitrag 2015 auf einem niedrigeren Niveau stabilisiert

Konzernzwischenabschluss (verkürzt, ungeprüft)

Gesetzliche Grundlagen und Methoden

Der Konzernzwischenabschluss für die Berichtsperiode 1. Jänner bis 30. Juni 2015 wurde in Übereinstimmung mit IAS 34 Zwischenberichterstattung erstellt.

Der Konzernzwischenabschluss enthält nicht alle im Geschäftsbericht enthaltenen Informationen und Angaben und sollte gemeinsam mit dem Konzernjahresabschluss zum 31. Dezember 2014 gelesen werden.

Der Konzernzwischenabschluss für 1-6/15 ist ungeprüft. Eine externe prüferische Durchsicht wurde nicht durchgeführt.

Die bei der Erstellung des Konzernzwischenabschlusses angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden stimmen mit jenen des Konzernjahresabschlusses zum 31. Dezember 2014 überein, mit der im Folgenden beschriebenen Ausnahme.

Die im Folgenden beschriebenen neuen und angepassten Standards und Interpretationen wurden per 1. Jänner 2015 angewendet und hatten keine Auswirkung auf den Konzernzwischenabschluss.

- Änderungen zu IAS 19: Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge
- „Annual Improvements to IFRSs“ 2010-2012
- „Annual Improvements to IFRSs“ 2011-2013

Beginnend mit 1. Jänner 2015 wurde die Organisation aufgrund eines Aufsichtsratsbeschlusses umstrukturiert. Der Geschäftsbereich Gas und Power wurde mit dem Geschäftsbereich Raffinerien und Marketing verschmolzen. Dadurch wurde ein gemeinsamer Geschäftsbereich Downstream geschaffen.

Die interne Berichterstattung und die relevanten Informationen, die dem Hauptentscheidungsträger im Hinblick auf die Beurteilung der Ertragskraft und zur Allokation von Ressourcen vorgelegt werden, wurden angepasst und spiegeln die neue Organisationsstruktur wider.

Die Segmentinformation der Vorperioden wurde dementsprechend angepasst.

Konsolidierungskreisänderungen

Im Vergleich zum Konzernjahresabschluss per 31. Dezember 2014 fanden keine Änderungen des Konsolidierungskreises statt.

Saisonalität und Zyklizität

Saisonalität ist vor allem im Geschäftsbereich Downstream von Bedeutung. Erläuterungen dazu sind in der Darstellung dieses Geschäftsbereichs enthalten.

Zusätzlich zum Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2015 enthalten die Darstellungen der Geschäftsbereiche von OMV weitere Informationen, welche den Konzernzwischenabschluss betreffen.

Gewinn- und Verlustrechnung (ungeprüft)

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung in EUR Mio	1-6/15	1-6/14
5.825,89	5.726,01	9.306,60	Umsatzerlöse	11.551,89	19.131,62
-81,24	-82,31	-78,08	Direkte Vertriebskosten	-163,55	-163,22
-5.076,31	-4.986,73	-8.447,20	Umsatzkosten	-10.063,05	-17.086,46
668,34	656,96	781,33	Bruttoergebnis vom Umsatz	1.325,30	1.881,94
86,01	93,99	68,21	Sonstige betriebliche Erträge	180,00	145,45
-224,19	-222,99	-219,57	Vertriebsaufwendungen	-447,17	-438,06
-96,62	-97,92	-111,72	Verwaltungsaufwendungen	-194,54	-217,69
-60,53	-107,78	-181,61	Explorationsaufwendungen	-168,31	-257,67
-3,94	-6,97	-2,96	Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen	-10,90	-6,45
-140,64	-92,91	-101,27	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-233,55	-199,92
228,44	222,39	232,41	Betriebserfolg (EBIT)	450,83	907,59
44,17	126,43	55,36	Ergebnis aus at-equity bewerteten Beteiligungen	170,60	92,00
49,55	126,69	51,28	davon Borealis	176,24	87,90
0,09	12,48	15,79	Dividendenerträge	12,57	15,84
11,05	40,68	6,93	Zinserträge	51,73	15,24
-68,85	-71,37	-78,06	Zinsaufwendungen	-140,23	-173,41
-9,33	-16,24	-13,69	Sonstiges Finanzergebnis	-25,57	-25,87
-22,88	91,98	-13,68	Finanzerfolg	69,10	-76,20
205,56	314,37	218,74	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	519,93	831,39
15,55	-22,59	-43,89	Steuern vom Einkommen und Ertrag	-7,05	-218,84
221,11	291,77	174,84	Periodenüberschuss	512,88	612,55
			davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen		
163,23	209,09	131,90		372,33	432,54
9,36	9,47	9,47	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	18,83	18,83
48,51	73,21	33,48	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	121,73	161,18
0,50	0,64	0,40	Ergebnis je Aktie in EUR	1,14	1,33
0,50	0,64	0,40	Verwässertes Ergebnis je Aktie in EUR	1,14	1,32

Gesamtergebnisrechnung (verkürzt, ungeprüft)

Q1/15	Q2/15	Q2/14	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14
221,11	291,77	174,84	Periodenüberschuss	512,88	612,55
638,92	-451,01	172,56	Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe	187,91	225,48
9,62	-10,27	-0,22	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte	-0,65	-0,23
37,21	6,80	0,13	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung von Hedges	44,01	15,01
104,53	-26,49	-3,01	Auf at-equity bewertete Beteiligungen entfallender Anteil am sonstigen Ergebnis	78,04	-7,65
790,27	-480,96	169,46	Summe der Posten, die nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert („recycelt“) werden können	309,30	232,61
0,00	0,00	0,00	Summe der Posten, die nicht nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert („recycelt“) werden	0,00	0,00
-21,15	3,44	-0,85	Ertragsteuern, die auf Posten, die nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert („recycelt“) werden können, entfallen	-17,71	-5,43
-0,17	-0,35	0,00	Ertragsteuern, die auf Posten, die nicht nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert („recycelt“) werden, entfallen	-0,52	0,00
-21,31	3,09	-0,85	Summe der auf das sonstige Ergebnis entfallenden Ertragsteuern	-18,23	-5,43
768,96	-477,88	168,61	Sonstiges Ergebnis der Periode nach Steuern	291,08	227,18
990,06	-186,10	343,45	Gesamtergebnis der Periode	803,96	839,73
886,60	-227,20	249,19	davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen	659,40	594,81
9,36	9,47	9,47	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	18,83	18,83
94,10	31,63	84,79	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	125,73	226,09

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. zweites Quartal 2014 (Q2/14)

Der im Vergleich zu Q2/14 um 38% geringere **Konzernumsatz** ist vor allem auf geringere Downstream-Umsätze zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** lag mit EUR 222 Mio etwas unter dem Niveau von Q2/14 (EUR 232 Mio). Dies war hauptsächlich bedingt durch ein geringeres Upstream-Ergebnis aufgrund der signifikant gesunkenen Ölpreise, welches nur teilweise durch den vorteilhaften EUR-USD-Wechselkurs und ein starkes Downstream-Ergebnis kompensiert wurde. Das starke Downstream-Ergebnis ist durch einen substanziiell gestiegenen Raffinerie-Beitrag, welcher nur teilweise durch eine Wertminderung des Kraftwerks Samsun kompensiert wurde, unterstützt worden. Der **EBIT-Beitrag von OMV Petrom** lag etwas über dem Niveau von Q2/14 (EUR 143 Mio) und betrug EUR 177 Mio, hauptsächlich aufgrund der Wertminderungen der TOC-Assets in Kasachstan und der planmäßigen Stilllegung der Raffinerie Petrobrazil in Q2/14, welche nur zum Teil durch niedrigere Ölpreise in Q2/15 kompensiert wurden. In Q2/15 wurden **Netto-Sondereffekte** in Höhe von EUR -198 Mio verzeichnet, die hauptsächlich aus der Wertminderung des Samsun Kraftwerks resultierten. In Q2/15 wurden positive **CCS Effekte** in Höhe von EUR 45 Mio aufgrund im Quartal gestiegener Ölpreise ausgewiesen. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** stieg von EUR 369 Mio in Q2/14 auf EUR 375 Mio. Der Beitrag von OMV Petrom war dabei mit EUR 148 Mio um 43% niedriger als in Q2/14. Der Finanzerfolg verbesserte sich mit EUR 92 Mio in Q2/15 wesentlich verglichen mit dem Wert von Q2/14 in Höhe von EUR -14 Mio. Dies liegt hauptsächlich an höheren Ergebnisbeiträgen von den at-equity bewerteten Beteiligungen und einem verbesserten Zinsergebnis.

In Q2/15 betragen laufende **Ertragsteuern** des OMV Konzerns EUR -48 Mio und latente Steuern EUR 25 Mio. Die **effektive Steuerquote** in Q2/15 betrug 7% (Q2/14: 20%). Die niedrige effektive Steuerquote in Q2/15 ist hauptsächlich auf einen starken Beitrag von at-equity bewerteten Beteiligungen sowie auf Produktionsstillstände in Libyen zurückzuführen.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** betrug EUR 209 Mio im Vergleich zu EUR 132 Mio in Q2/14. Der den nicht beherrschenden Anteilen und Hybridkapitalbesitzern zuzurechnende Periodenüberschuss betrug EUR 83 Mio (Q2/14: EUR 43 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 364 Mio (Q2/14: EUR 202 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** im Quartal lag bei EUR 0,64 und das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** lag bei EUR 1,11 (Q2/14: EUR 0,40 bzw. EUR 0,62).

Zweites Quartal 2015 (Q2/15) vs. erstes Quartal 2015 (Q1/15)

Der Rückgang des Konzernumsatzes um 2% ist vor allem auf niedrigere Verkaufsmengen in Downstream zurückzuführen. Das Konzern-EBIT betrug EUR 222 Mio, um 3% geringer als das Niveau von Q1/15 (EUR 228 Mio), da der erhöhte Upstream Beitrag aufgrund höherer Ölpreise durch ein geringeres Downstream-Ergebnis ausgeglichen wurde. Das Downstream-Ergebnis wurde durch eine Wertminderung des Kraftwerks Samsun, welche nur teilweise durch signifikant gestiegene Raffineriemargen kompensiert wurde, reduziert. Das CCS EBIT vor Sondereffekten stieg von EUR 333 Mio in Q1/15 um 13% auf EUR 375 Mio. Im Vergleich zum Vorquartal verbesserte sich der Finanzerfolg. Dies ist im Wesentlichen auf höhere Ergebnisbeiträge von den at-equity bewerteten Beteiligungen zurückzuführen.

Die effektive Steuerquote in Q2/15 betrug 7% im Vergleich zu -8% in Q1/15. Die niedrige effektive Steuerquote in Q2/15 ist hauptsächlich auf einen starken Beitrag von at-equity bewerteten Beteiligungen sowie auf Produktionsstillstände in Libyen zurückzuführen. Der den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss lag bei EUR 209 Mio (Q1/15: EUR 163 Mio). Der den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten stieg von EUR 237 Mio auf EUR 364 Mio in Q1/15.

Jänner bis Juni 2015 (1-6/15) vs. Jänner bis Juni 2014 (1-6/14)

Der Rückgang des **Konzernumsatzes** um 40% gegenüber 1-6/14 ist vor allem auf geringere Downstream-Umsätze zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** betrug EUR 451 Mio und lag somit um 50% unter 1-6/14 mit EUR 908 Mio, infolge eines niedrigeren Upstream Ergebnisses aufgrund des signifikanten Rückgangs der Ölpreise, welches nur teilweise durch den vorteilhaften EUR-USD-Wechselkurs und ein höheres Downstream-Ergebnis ausgeglichen wurde. Das starke Downstream-Ergebnis ist durch einen substanziiell gestiegenen Raffinerie-Beitrag, welcher nur teilweise durch eine Wertminderung des Kraftwerks Samsun kompensiert wurde, unterstützt worden. Der **EBIT-Beitrag von OMV Petrom** sank auf EUR 288 Mio gegenüber EUR 470 Mio in 1-6/14, hauptsächlich aufgrund gesunkener Ölpreise. **Netto-Sondereffekte** in Höhe von EUR -194 Mio resultierten hauptsächlich aus der Wertberichtigung des Kraftwerks Samsun. Negative **CCS Effekte** in Höhe von EUR -64 Mio wurden verzeichnet (1-6/14: EUR -2 Mio). Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** fiel um 32% auf EUR 708 Mio, der Beitrag von OMV Petrom war dabei mit EUR 281 Mio um 52% niedriger als in 1-6/14.

In 1-6/15 lag der **Finanzerfolg** mit EUR 69 Mio deutlich über dem Wert für 1-6/14 in Höhe von EUR -76 Mio. Die wesentlichen Gründe hierfür sind vor allem der Ergebnisbeitrag von den at-equity bewerteten Beteiligungen sowie das verbesserte Zinsergebnis, wobei 1-6/14 zusätzlich durch höhere Zinsaufwendungen aufgrund einer Finanzprüfung von OMV Petrom's Niederlassung in Kasachstan belastet war.

In 1-6/15 betragen laufende **Ertragsteuern** des OMV Konzerns EUR -92 Mio und latente Steuern EUR 85 Mio. Die **effektive Steuerquote** in 1-6/15 betrug 1% (1-6/14: 26%).

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** betrug EUR 372 Mio und war geringer als in 1-6/14 (EUR 433 Mio). Der den nicht beherrschenden Anteilen und Hybridkapitalbesitzern zuzurechnende Periodenüberschuss betrug EUR 141 Mio (1-6/14: EUR 180 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 600 Mio (1-6/14: EUR 504 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** lag bei EUR 1,14 und das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** bei EUR 1,84 (1-6/14: EUR 1,33 bzw. EUR 1,54).

Bilanz, Investitionen und Verschuldungsgrad (ungeprüft)

Konzernbilanz in EUR Mio	30. Juni 2015	31. Dez. 2014
Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	3.704,71	3.527,81
Sachanlagen	18.714,86	18.499,90
At-equity bewertete Beteiligungen	2.353,52	2.131,09
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	746,40	815,94
Sonstige Vermögenswerte	155,24	116,88
Latente Steuern	462,38	455,90
Langfristiges Vermögen	26.137,10	25.547,53
Vorräte	2.274,04	2.230,78
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.885,11	3.041,68
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.121,68	1.782,22
Forderungen aus laufenden Ertragsteuern	67,94	81,13
Sonstige Vermögenswerte	491,53	513,57
Kassenbestand und Bankguthaben	557,79	648,70
Kurzfristiges Vermögen	7.398,08	8.298,08
Zu Veräußerungszwecken gehaltenes Vermögen	82,66	92,79
Summe Aktiva	33.617,83	33.938,40
Eigenkapital und Verbindlichkeiten		
Grundkapital	327,27	327,27
Hybridkapital	740,79	740,79
Rücklagen	10.814,39	10.602,17
OMV Anteilseigner	11.882,45	11.670,23
Nicht beherrschende Anteile	2.980,71	2.931,54
Eigenkapital	14.863,17	14.601,77
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.100,29	1.115,49
Anleihen	3.719,17	3.967,27
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	877,43	674,36
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	3.231,75	3.148,43
Sonstige Rückstellungen	325,62	329,45
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	365,39	466,47
Sonstige Verbindlichkeiten	166,50	175,87
Latente Steuern	521,51	567,72
Langfristige Verbindlichkeiten	10.307,67	10.445,05
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.771,01	4.330,28
Anleihen	316,88	159,26
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	1.231,07	438,97
Rückstellung für laufende Ertragsteuern	253,47	285,66
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	85,28	77,90
Sonstige Rückstellungen	401,25	474,42
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	1.044,27	1.610,06
Sonstige Verbindlichkeiten	1.313,56	1.486,49
Kurzfristige Verbindlichkeiten	8.416,79	8.863,06
Zu Veräußerungszwecken gehaltene Verbindlichkeiten	30,21	28,52
Summe Passiva	33.617,83	33.938,40

Erläuterungen zur Bilanz zum 30. Juni 2015

Das **Investitionsvolumen** sank auf EUR 1.396 Mio (1-6/14: EUR 1.805 Mio).

Upstream investierte EUR 1.202 Mio (1-6/14: EUR 1.337 Mio), hauptsächlich in Feldentwicklungen in Norwegen und Feldneuentwicklungen, Bohrungen und Workover-Aktivitäten in Rumänien. Die Investitionen in **Downstream** beliefen sich auf EUR 184 Mio (1-6/14: EUR 452 Mio), davon EUR 164 Mio in Downstream Öl (1-6/14: EUR 288 Mio) und EUR 20 Mio in Downstream Gas (1-6/14: EUR 164 Mio). Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **Kb&S** lag bei EUR 10 Mio (1-6/14: EUR 16 Mio).

Im Vergleich zum Jahresende 2014 sank das **Gesamtvermögen** um EUR 321 Mio auf EUR 33.618 Mio. Die Verminderung ist hauptsächlich auf die saisonbedingt niedrigeren Forderungen aus Lieferungen und Leistungen des Geschäftsbereichs Downstream Gas und geringere sonstige finanzielle Vermögenswerte zurückzuführen, welche teilweise von einem Anstieg in Sachanlagen aufgrund getätigter Investitionen ausgeglichen wurde.

Das **Eigenkapital** erhöhte sich um 2%. Die Eigenkapitalquote des Konzerns zum 30. Juni 2015 erhöhte sich auf 44% im Vergleich zum Jahresende 2014 (43%).

Die gesamte Zahl der vom Unternehmen gehaltenen **eigenen Aktien** betrug per 30. Juni 2015 914.576 Stück (31. Dezember 2014: 1.015.102 Stück).

Per 30. Juni 2015 betragen die kurz- und langfristigen Kredite, Anleihen und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten EUR 6.459 Mio (31. Dezember 2014: EUR 5.551 Mio). Davon entfielen EUR 298 Mio auf Finanzierungsleasingverbindlichkeiten (31. Dezember 2014: EUR 300 Mio).

Kassenbestand und Bankguthaben verringerten sich auf EUR 558 Mio (31. Dezember 2014: EUR 649 Mio).

Die **Nettoverschuldung** erhöhte sich auf EUR 5.901 Mio verglichen mit EUR 4.902 Mio Ende 2014. Zum 30. Juni 2015 betrug der **Verschuldungsgrad** (Gearing Ratio) 39,7% (31. Dezember 2014: 33,6%).

Cashflow (verkürzt, ungeprüft)

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Konzern-Cashflow-Rechnung in EUR Mio	1-6/15	1-6/14
221,11	291,77	174,84	Periodenüberschuss	512,88	612,55
525,96	834,19	702,79	Abschreibungen und Wertminderungen (+)/Zuschreibungen (-)	1.360,15	1.245,38
-59,60	-25,10	-75,29	Latente Steuern	-84,71	-71,93
-0,21	-9,28	6,18	Gewinne (-)/Verluste (+) aus Abgängen von Anlagevermögen	-9,49	0,96
18,49	-11,07	-11,17	Erhöhung (+)/Verminderung (-) von langfristigen Rückstellungen	7,42	-0,08
-25,42	-85,21	-118,10	Sonstige unbare Erträge (-)/Aufwendungen (+)	-110,63	-92,31
680,33	995,31	679,27	Mittelzufluss nach unbaren Posten	1.675,63	1.694,57
102,34	-165,37	-510,78	Verminderung (+)/Erhöhung (-) von Vorräten	-63,03	-215,30
-290,41	274,83	179,36	Verminderung (+)/Erhöhung (-) von Forderungen	-15,58	-162,97
-5,20	-224,93	277,84	Erhöhung (+)/Verminderung (-) von Verbindlichkeiten	-230,12	275,04
-81,00	-21,40	53,98	Erhöhung (+)/Verminderung (-) von kurzfristigen Rückstellungen	-102,40	-4,52
406,06	858,44	679,66	Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit	1.264,50	1.586,82
			Investitionen		
-904,43	-790,32	-796,08	Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-1.694,75	-1.757,71
-30,83	-25,31	-26,22	Beteiligungen, Ausleihungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	-56,14	-29,33
			Veräußerungen		
11,89	53,84	22,13	Erlöse aus dem Verkauf von Anlagevermögen	65,73	88,84
0,00	0,00	286,34	Erlöse aus dem Verkauf einbezogener Unternehmen und Geschäftseinheiten abzüglich liquider Mittel	0,00	303,64
-923,37	-761,79	-513,83	Mittelzufluss/-abfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.685,16	-1.394,55
-19,13	160,25	-719,26	Erhöhung (+)/Verminderung (-) von langfristigen Finanzierungen	141,12	-818,69
-7,22	-4,58	0,00	Veränderung aus nicht beherrschenden Anteilen	-11,81	0,00
460,11	277,83	775,66	Erhöhung (+)/Verminderung (-) von kurzfristigen Finanzierungen	737,94	992,41
-0,13	-529,42	-632,62	Dividendenzahlungen	-529,55	-632,70
433,63	-95,93	-576,22	Mittelzufluss/-abfluss aus der Finanzierungstätigkeit	337,71	-458,98
11,13	-19,08	1,27	Währungsdifferenz auf liquide Mittel	-7,95	4,50
-72,55	-18,36	-409,12	Nettoabnahme (-)/-zunahme (+) liquider Mittel	-90,91	-262,21
648,70	576,15	851,83	Liquide Mittel Periodenbeginn	648,70	704,92
576,15	557,79	442,71	Liquide Mittel Periodenende	557,79	442,71

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 – betrug in 1-6/15 EUR 1.676 Mio (1-6/14: EUR 1.695 Mio). In den **Net Working Capital** Positionen der Cashflow-Rechnung wurden Mittel in Höhe von EUR 411 Mio gebunden (1-6/14: EUR 108 Mio). Im Vergleich zu 1-6/14 führte dies zu einem um EUR 322 Mio niedrigeren **Cashflow aus der Betriebstätigkeit** von EUR 1.265 Mio.

Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit betrug in 1-6/15 EUR 1.685 Mio (1-6/14: EUR 1.395 Mio) und ist im Wesentlichen auf Investitionen in Rumänien und Norwegen zurückzuführen. Der niedrigere Mittelabfluss in 1-6/14 ist im Wesentlichen auf den signifikanten Netto-Mittelzufluss aus dem Abschluss des Anteilsverkaufs am Raffinerieverbund Bayernoil sowie aus anderen Veräußerungen zurückzuführen.

Der **freie Cashflow** (Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit minus Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit) zeigte einen Mittelabfluss von EUR 421 Mio (1-6/14: Mittelzufluss von EUR 192 Mio). Der **freie Cashflow abzüglich Dividendenzahlungen** führte zu einem Mittelabfluss von EUR 950 Mio (1-6/14: EUR 440 Mio).

Der **Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit** zeigte einen Netto-Mittelzufluss von EUR 338 Mio (1-6/14: Netto-Mittelabfluss von EUR 459 Mio). Dies ist im Wesentlichen auf die Neuaufnahme langfristiger Kredite sowie Ausnutzung der kurzfristigen Geldmarktklinien zurückzuführen. Diese Effekte wurden teilweise durch die Rückzahlung einer Anleihe (US Privatplatzierung), langfristiger Schulden und Finanzierungsleasings sowie während der Periode gezahlte Dividenden kompensiert. Weiters beinhaltet diese Position den Kauf der restlichen Minderheitsanteile an OMV Petrol Ofisi A.S.

Eigenkapitalveränderungsrechnung (verkürzt, ungeprüft)

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen ¹⁾	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
1. Jänner 2015	327,27	1.502,58	740,79	10.194,92	-1.084,19	-11,15	11.670,23	2.931,54	14.601,77
Periodenüberschuss				391,15			391,15	121,73	512,88
Sonstiges Ergebnis der Periode				-0,52	287,59		287,07	4,01	291,08
Gesamtergebnis der Periode				390,63	287,59		678,23	125,73	803,96
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-458,57			-458,57	-72,35	-530,93
Abgang eigener Anteile		1,47				1,10	2,57		2,57
Anteilsbasierte Vergütung		-5,71		3,31			-2,41		-2,41
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile				-1,39	-6,21		-7,60	-4,21	-11,81
30. Juni 2015	327,27	1.498,34	740,79	10.128,90	-802,80	-10,05	11.882,45	2.980,71	14.863,17

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen ¹⁾	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
1. Jänner 2014	327,27	1.498,22	740,79	10.471,22	-1.412,20	-11,40	11.613,91	2.931,43	14.545,34
Periodenüberschuss				451,37			451,37	161,18	612,55
Sonstiges Ergebnis der Periode					162,27		162,27	64,91	227,18
Gesamtergebnis der Periode				451,37	162,27		613,64	226,09	839,73
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-458,45			-458,45	-193,96	-652,41
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				6,28			6,28		6,28
Abgang eigener Anteile		0,51				0,26	0,77		0,77
Anteilsbasierte Vergütung		1,83					1,83		1,83
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile								-2,23	-2,23
30. Juni 2014	327,27	1.500,57	740,79	10.470,42	-1.249,93	-11,15	11.777,98	2.961,33	14.739,31

¹⁾ 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 at-equity bewertete Beteiligungen entfallenden Anteil am sonstigen Ergebnis

Dividenden und Hybridkapitalzinsen

In der Hauptversammlung am 19. Mai 2015 wurde die Ausschüttung einer Dividende von EUR 1,25 je Aktie beschlossen. Dies führte zu einer Dividendenzahlung von EUR 408 Mio an die Aktionäre der OMV Aktiengesellschaft. In 1-6/15 wurden zudem Ausschüttungen an Minderheitsaktionäre in Höhe von EUR 72 Mio erfasst. Die Zinszahlung an Hybridkapitalbesitzer in der Höhe von EUR 51 Mio erfolgte ebenfalls in 1-6/15.

Segmentberichterstattung *

Umsätze mit anderen Segmenten

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
742,49	839,21	1.142,63	-27	Upstream	1.581,71	2.191,39	-28
23,11	20,43	25,05	-18	Downstream	43,54	49,76	-13
7,86	7,89	10,66	-26	davon Downstream Öl	15,75	22,02	-28
44,15	36,92	35,70	3	davon Downstream Gas	81,07	79,12	2
-28,89	-24,39	-21,31	14	davon Umsatzeliminierung innerhalb des Segments	-53,28	-51,38	4
100,18	96,84	101,79	-5	Konzernbereich und Sonstiges	197,02	204,92	-4
865,77	956,48	1.269,47	-25	Summe	1.822,26	2.446,06	-26

Umsätze mit Dritten

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
157,15	284,81	269,57	6	Upstream	441,96	751,87	-41
5.667,77	5.440,04	9.035,74	-40	Downstream	11.107,81	18.377,55	-40
4.053,49	4.775,35	7.615,12	-37	davon Downstream Öl	8.828,84	14.259,45	-38
1.614,29	664,68	1.420,63	-53	davon Downstream Gas	2.278,97	4.118,10	-45
0,96	1,16	1,29	-10	Konzernbereich und Sonstiges	2,12	2,19	-3
5.825,89	5.726,00	9.306,60	-38	Summe	11.551,89	19.131,61	-40

Umsätze (nicht konsolidiert)

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
899,65	1.124,02	1.412,20	-20	Upstream	2.023,67	2.943,26	-31
5.690,88	5.460,47	9.060,79	-40	Downstream	11.151,34	18.427,31	-39
4.061,34	4.783,25	7.625,78	-37	davon Downstream Öl	8.844,59	14.281,47	-38
1.658,43	701,61	1.456,32	-52	davon Downstream Gas	2.360,04	4.197,22	-44
-28,89	-24,39	-21,31	14	davon Umsatzeliminierung innerhalb des Segments	-53,28	-51,38	4
101,14	98,00	103,08	-5	Konzernbereich und Sonstiges	199,14	207,11	-4
6.691,66	6.682,49	10.576,07	-37	Summe	13.374,15	21.577,68	-38

Segment- und Konzernergebnis

Q1/15	Q2/15	Q2/14	Δ%	in EUR Mio	1-6/15	1-6/14	Δ%
29,16	105,61	211,06	-50	EBIT Upstream ¹⁾	134,77	811,64	-83
217,15	139,54	81,87	70	EBIT Downstream	356,69	177,00	102
153,76	360,41	60,15	n.m.	davon EBIT Downstream Öl	514,17	98,85	n.m.
63,39	-220,87	21,72	n.m.	davon EBIT Downstream Gas	-157,48	78,14	n.m.
-16,74	8,01	-22,29	n.m.	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-8,73	-33,02	-74
229,57	253,16	270,65	-6	EBIT Segment Summe	482,73	955,62	-49
-1,13	-30,78	-38,24	-20	Konsolidierung: Zwischengewinneliminierung	-31,91	-48,03	-34
228,44	222,39	232,41	-4	OMV Konzern EBIT	450,83	907,59	-50
-22,88	91,98	-13,68	n.m.	Finanzerfolg	69,10	-76,20	n.m.
205,56	314,37	218,73	44	OMV Konzern Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	519,93	831,39	-37

¹⁾ Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“

Vermögenswerte ¹⁾

in EUR Mio	30. Juni 2015	31. Dez. 2014
Upstream	15.484,56	14.618,90
Downstream	6.735,67	7.199,62
davon Downstream Öl	5.058,09	5.263,06
davon Downstream Gas	1.677,58	1.936,57
Konzernbereich und Sonstiges	199,34	209,19
Summe	22.419,57	22.027,71

¹⁾ Segmentvermögenswerte bestehen aus immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen

* Beginnend mit 1. Jänner 2015 wurde ein gemeinsamer Geschäftsbereich Downstream, durch die Verschmelzung der Geschäftsbereiche Gas und Power und Raffinerien und Marketing, geschaffen. Zusätzlich wurde das Gas und Power-Geschäft in Downstream Gas und das Raffinerien und Marketing-Geschäft in Downstream Öl umbenannt. Der Geschäftsbereich Exploration und Produktion wurde in Upstream umbenannt. Aufgrund genannter organisatorischer Änderungen wurde die Summe der Umsätze mit anderen Segmenten der Vorperioden angepasst.

Ergänzende Angaben

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

2015 bestanden folgende Liefer- und Leistungsbeziehungen zu fremdüblichen Marktpreisen zwischen dem OMV Konzern und at-equity bewerteten Unternehmen:

Wesentliche Liefer- und Leistungsbeziehungen zu nahe stehenden Unternehmen in EUR Mio	1-6/15		1-6/14	
	Umsätze und sonstige Erträge	Zukäufe	Umsätze und sonstige Erträge	Zukäufe
Borealis	654	21	880	27
GENOL Gesellschaft m.b.H. & Co	140	1	93	1
Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.	29	25	137	105
Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	-	114	-	124

Bilanzpositionen in EUR Mio	30. Juni 2015	31. Dez. 2014	Δ%
Darlehensforderungen	56	55	2%
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	34	18	47%
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	26	41	-58%
Fremde Vorauszahlungen	173	178	-3%

Offene Forderungen aus Lieferung und Leistung gegenüber GENOL Gesellschaft m.b.H. & Co bestanden in Höhe von EUR 27 Mio (31. Dezember 2014: EUR 13 Mio).

Zum 30. Juni 2015 beliefen sich die Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung gegenüber ENERCO Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. auf EUR 15 Mio (31. Dezember 2014: EUR 31 Mio).

Zum 30. Juni 2015 hatte Borealis eine Eventualverbindlichkeit bezüglich einer Steuerprüfung von Borealis Technology Oy ("TOY") in Finnland, welche das zu besteuerte Ergebnis um EUR 1.040 Mio erhöhen und zu einer zusätzlichen Steuerzahlung von EUR 406 Mio (bestehend aus Steuern, Verzugszinsen und Strafen) führen würde. Die Zahlungsschuld ist aufgrund des Einspruchs von TOY ausgesetzt. Die Konzernführung von Borealis ist zuversichtlich, dass der Beschluss der finnischen Steuerbehörde in den nächsten Phasen des Verfahrens aufgehoben werden wird.

Am 3. Juli 2015 erhielt Borealis einen finalen Bericht über die Steuerprüfung von Borealis Polyolefins Oy ("BPOY"), welcher eine Erhöhung des steuerlichen Ergebnisses von BPOY um EUR 364 Mio vorsieht. Die finnische Steuerbehörde hat bislang noch keinen Beschluss auf Basis des Berichtes erlassen. BPOY wird detaillierte rechtliche und faktische Argumentationen an die finnische Steuerbehörde übermitteln, welche belegen, dass die Erhöhung des steuerlichen Ergebnisses ungerechtfertigt ist.

Am 30. Juni 2015 trat Gerhard Roiss von seiner Position als Vorstandsvorsitzender und Generaldirektor zurück. Im ersten Halbjahr 2015 wurde eine Verbindlichkeit in Höhe von EUR 3,4 Mio für ausstehende Vergütungen inkl. variable Vergütungen (exklusive Long Term Incentive Plan und Strategic Incentive Plan) erfasst.

Wertminderungen

Die Verringerung der Spark Spreads in der Türkei hatte einen negativen Einfluss auf das Kraftwerk Samsun und führte zu einer Wertminderung von EUR 205 Mio in Q2/15. Der erzielbare Betrag wurde auf Basis des Nutzungswerts ermittelt. Der angewandte Diskontierungssatz vor Steuern betrug 7,11%.

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	30. Juni 2015			31. Dez. 2014		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
Finanzinstrumente aktiv						
Investmentfonds	7,13	-	7,13	7,24	-	7,24
Anleihen	105,50	-	105,50	79,26	-	79,26
Als Sicherungsinstrumente designierte und effektive Derivate	-	105,62	105,62	-	184,39	184,39
Sonstige Derivate	132,39	179,32	311,71	588,30	425,12	1.013,42
Summe	245,01	284,94	529,96	674,81	609,51	1.284,32

in EUR Mio	30. Juni 2015			31. Dez. 2014		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
Finanzinstrumente passiv						
Verbindlichkeiten aus als Sicherungsinstrumenten designierten und effektiven Derivaten	-	109,14	109,14	-	232,17	232,17
Verbindlichkeiten aus sonstigen Derivaten	146,18	185,79	331,98	580,14	425,29	1.005,43
Summe	146,18	294,93	441,12	580,14	657,46	1.237,61

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 6.145 Mio (31. Dezember 2014: EUR 5.240 Mio) sind zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Der geschätzte Tageswert dieser Verbindlichkeiten beträgt EUR 6.592 Mio (31. Dezember 2014: EUR 5.798 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

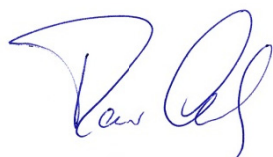
Für Informationen wird auf die Erläuterungen im Abschnitt Ausblick des Lageberichts verwiesen.

Erklärung des Vorstands

Wir bestätigen nach bestem Wissen, dass der im Einklang mit den maßgebenden Rechnungslegungsstandards aufgestellte verkürzte Konzernzwischenabschluss ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und dass der Konzernlagebericht ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage des Konzerns bezüglich der wichtigen Ereignisse während der ersten sechs Monate des Geschäftsjahrs und ihrer Auswirkungen auf den verkürzten Konzernzwischenabschluss, bezüglich der wesentlichen Risiken und Ungewissheiten in den restlichen sechs Monaten des Geschäftsjahrs und bezüglich der offen zu legenden wesentlichen Geschäfte mit nahe stehenden Unternehmen und Personen vermittelt.

Wien, 12. August 2015

Der Vorstand



Rainer Seele
Vorstandsvorsitzender und Generaldirektor



David C. Davies
Vorsitzender-Stellvertreter
Finanzen



Jaap Huijskes
Vorstandsdirektor
Upstream



Manfred Leitner
Vorstandsdirektor
Downstream

Weitere Informationen

Abkürzungen und Definitionen

bbf: (barrel(s)) Fass (rund 159 Liter); **bcf:** (billion cubic feet) Milliarden Standard-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; **GWh:** Gigawatt Stunde(n); **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) Flüssigerdgas; **Mio:** Million; **Mrd:** Milliarde; **MWh:** Megawatt Stunde(n); **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; **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:** neuer Rumänischer Leu; **t:** Tonne; **TRY:** Türkische Lira; **TWh:** Terawatt Stunde(n); **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

Johannes Vetter, Media Relations

Tel. +43 1 40440-22729; E-Mail: media.relations@omv.com

Zusätzliche Informationen finden Sie auf unserer Internet-Seite 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.