

BERICHT ÜBER DIE ERSTEN DREI QUARTALE 2013

- Betriebliches Ergebnis mit 4,6 Mrd. € auf Vorjahresniveau
- Ergebnisprognose für das Gesamtjahr bekräftigt
- Vorstand beschließt Anpassung der Dividendenpolitik
- Zusätzliche Effizienzmaßnahmen in Gesamthöhe von 1 Mrd. € identifiziert



AUF EINEN BLICK

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Stromerzeugung	Mrd. kWh	159,5	167,3	-4,7	227,1
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	200,0	208,3	-4,0	277,8
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	236,7	203,6	16,3	306,8
Außenumsatz	Mio. €	39.886	38.358	4,0	53.227
EBITDA	Mio. €	6.711	6.718	-0,1	9.314
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.626	4.606	0,4	6.416
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	1.702	2.916	-41,6	2.230
Nettoergebnis	Mio. €	609	1.880	-67,6	1.306
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	1.915	1.892	1,2	2.457
Ergebnis je Aktie	€	0,99	3,06	-67,6	2,13
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,12	3,08	1,3	4,00
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	5.006	3.240	54,5	4.395
Investitionen	Mio. €	3.005	3.804	-21,0	5.544
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.937	3.391	-13,4	5.081
In Finanzanlagen	Mio. €	68	413	-83,5	463
Free Cash Flow	Mio. €	2.069	-151	-	-686
		30.09.2013	31.12.2012		
Nettoschulden	Mio. €	30.784	33.015	-6,8	
Mitarbeiter ¹		67.267	70.208	-4,2	

¹ Umgerechnet in Vollzeitstellen

Inhalt

Brief des Vorstandsvorsitzenden	1	Konzernabschluss (verkürzt)	30
RWE am Kapitalmarkt	2	Gewinn- und Verlustrechnung	30
Lagebericht	4	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen	31
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	4	Bilanz	32
Wesentliche Ereignisse	10	Kapitalflussrechnung	33
Erläuterung der Segmente	11	Veränderung des Eigenkapitals	34
Geschäftsentwicklung	13	Anhang	35
Prognosebericht	26	Finanzkalender 2014	
Entwicklung der Risiken und Chancen	29		

»Wir werden unsere Sparanstrengungen deutlich verstärken: Bis 2017 setzen wir zusätzliche Effizienzverbesserungen von 1 Mrd. € um.«

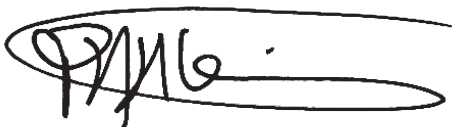
*Liebe Aktionäre, liebe Kunden und
Freunde des Unternehmens,*

schon mehrfach habe ich Ihnen an dieser Stelle dargelegt, dass wir schweren Zeiten entgegen gehen – und dass es für RWE kein „Weiter so wie bisher“ geben kann. In einer solchen Situation sorgen notwendige Entscheidungen des Managements selten für positive Schlagzeilen. So auch im September, als meine Vorstandskollegen und ich – unterstützt vom Aufsichtsrat – eine Anpassung der Dividendenpolitik beschlossen haben. Für das laufende Geschäftsjahr wollen wir der Hauptversammlung eine Dividende von 1 € je Aktie vorschlagen. Wir bleiben damit deutlich hinter dem Niveau zurück, das sich nach unserer bisherigen Ausschüttungsquote von 50 bis 60% ergeben hätte. Für kommende Geschäftsjahre soll diese Quote bei 40 bis 50% liegen. Die eingesparten Mittel wollen wir zum Schuldenabbau einsetzen, denn eine solide Bilanz ist gerade in operativ schwierigen Zeiten unerlässlich.

Klar ist auch: Alle im Unternehmen werden ihren Beitrag zur langfristigen Sicherung der Finanzkraft leisten – und keineswegs nur Sie, unsere Aktionäre. Dazu gehört, dass wir Prozesse und Strukturen von Grund auf hinterfragen, dass wir unsere Faktorkosten senken und dass wir uns von allem trennen, was wir nicht benötigen, um unser Geschäft erfolgreich weiterzuführen. Über unser laufendes Effizienzsteigerungsprogramm haben wir Sie bereits informiert: Es soll Ende 2014 umgesetzt sein und sich nachhaltig mit rund 1 Mrd. € im betrieblichen Ergebnis auswirken. Doch damit nicht genug: In den vergangenen Monaten haben wir weitere Maßnahmen identifiziert, die wir in den kommenden vier Jahren umsetzen wollen. Sie haben ein Gesamtvolumen von 1 Mrd. €. Allerdings ist die Zahl als Bruttogröße zu verstehen. Gegenzurechnen sind allgemeine Kostensteigerungen, die wir – im Gegensatz zu anderen Industriezweigen – nicht über unsere Absatzpreise weitergeben können. Unter Berücksichtigung solcher Mehrkosten versprechen wir uns von den zusätzlichen Maßnahmen ein Ergebnispotenzial von mindestens 500 Mio. €, das ab 2017 in Gänze zum Tragen kommen soll. Wir wollen damit u.a. die Auswirkungen der ungünstigen Marktbedingungen für unsere Kraftwerke abfedern – vollständig kompensieren können wir sie nicht.

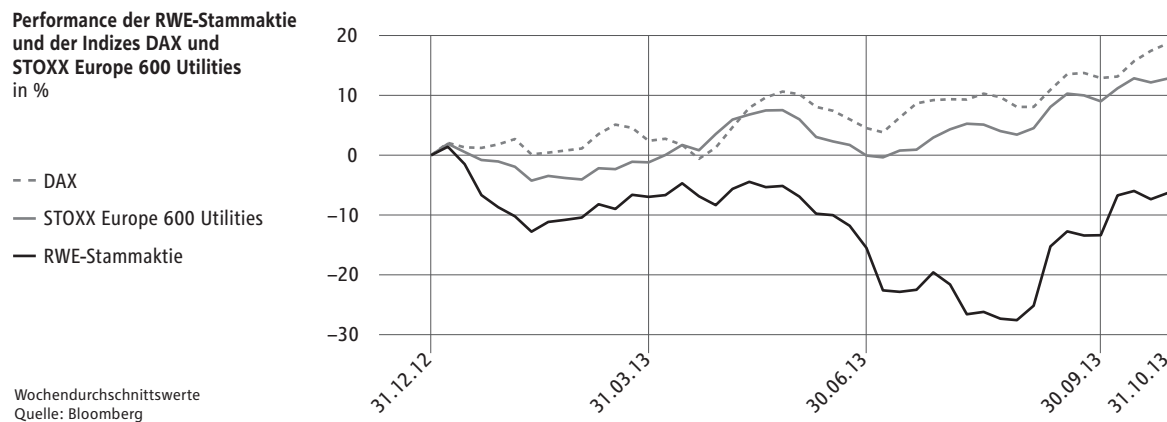
Der aktuelle Zwischenabschluss zeigt bereits die deutlich verschlechterte Ertragslage in der konventionellen Stromerzeugung: Wir haben hier fast zwei Drittel vom betrieblichen Ergebnis des Vorjahres eingebüßt. Aufgefangen wurde dies allerdings durch den positiven Einmaleffekt aus der erfolgreichen Revision des Gasbezugsvertrags mit Gazprom. Beim betrieblichen Konzernergebnis konnten wir daher mit rund 4,6 Mrd. € auf dem Niveau von 2012 abschließen. Zu den guten Nachrichten zählt auch, dass unser Ausblick auf das Gesamtjahr Bestand hat: Nach Lage der Dinge werden wir alle im März veröffentlichten Prognosewerte für das EBITDA, das betriebliche Ergebnis und das nachhaltige Nettoergebnis erreichen.

Mit freundlichen Grüßen

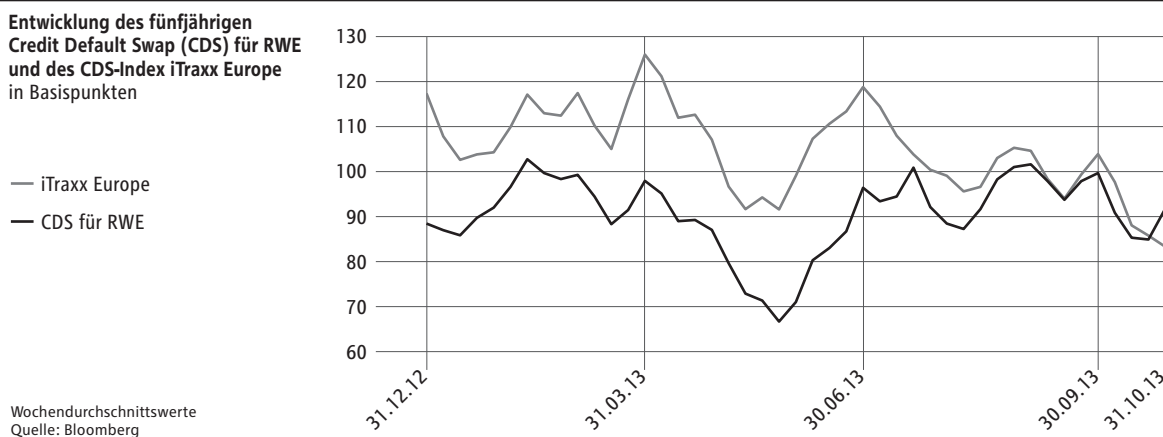


Peter Terium
Vorstandsvorsitzender der RWE AG
Essen, im November 2013

KURSENTWICKLUNG DER RWE-AKTIEN SPIEGELT ERGEBNISEINBRUCH IN DER KONVENTIONELLEN STROMERZEUGUNG WIDER



Trotz anhaltender Staatsschuldenkrise im Euroraum und durchwachsender Konjunkturdaten war 2013 bisher ein gutes Börsenjahr. Als wichtigster Stimulus für die Aktienkurse erwies sich die anhaltend lockere Geldpolitik führender Notenbanken, allen voran der Federal Reserve in den USA und der EZB. Der deutsche Leitindex DAX eilte von einem Rekordwert zum nächsten und überquerte Ende Oktober erstmals die 9.000-Punkte-Marke. Sein September-Schlusskurs lag bei 8.594 Punkten. Für die ersten drei Quartale 2013 ergibt sich daraus ein Plus von 13%. Wesentlich ungünstiger fiel die Bilanz bei den RWE-Aktien aus. Die Stämme gingen Ende September mit 25,14 € aus dem Handel, die Vorzüge mit 24,25 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von –13% bzw. –8%. Negativen Einfluss hatte der fortgesetzte Rückgang der Terminpreise am deutschen Stromgroßhandelsmarkt, durch den sich die Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung weiter verschlechtert haben. Im Jahresverlauf vertraten immer mehr Analysten die Auffassung, dass es RWE nur mit Dividendenkürzungen und/oder einer weiteren Kapitalerhöhung gelingen könne, den Verschuldungsgrad nachhaltig zu verringern. Die Stämme notierten im August zeitweise nur noch knapp oberhalb der 20-Euro-Marke, legten dann aber wieder deutlich zu. Ausgelöst wurde der Aufschwung durch eine leichte Erholung der Stromterminpreise, die aber nur von kurzer Dauer war. Positiv wirkte auch, dass sich Gerüchte über eine bevorstehende Kapitalerhöhung nicht bestätigten. Allerdings kündigte der Vorstand der RWE AG am 19. September an, dass er künftig eine restriktivere Ausschüttungspolitik verfolgen wird (siehe Seite 10).



Die expansive Geldpolitik führender Notenbanken hinterlässt auch am Anleihenmarkt deutliche Spuren. Die Zinssätze bewegten sich 2013 auf historisch niedrigem Niveau. Bei zehnjährigen deutschen Staatsanleihen lagen die Renditen zeitweise nur knapp über 1 % (Mai). Später erholten sie sich wieder etwas. Vergleichsweise niedrig sind auch die Kosten der Absicherung von Kreditrisiken über Credit Default Swaps (CDS). Der Index iTraxx Europe, der aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen gebildet wird, notierte in den ersten neun Monaten 2013 mit durchschnittlich 106 Basispunkten für fünfjährige Laufzeiten. Fünfjährige CDS für RWE waren mit 91 Basispunkten deutlich günstiger. Sie büßten ihren Kostenvorteil aber im Zeitraum von Juli bis Oktober vollständig ein. Dazu beigetragen haben die erwähnten kritischen Analystenstimmen zur Entwicklung der Finanzlage von RWE. Außerdem hat Moody's das Langfrist-Rating von RWE im Juni von A3 auf Baa1 gesenkt (siehe Bericht über das erste Halbjahr 2013, Seite 10). Trotz dieser Faktoren können wir uns weiterhin zu attraktiven Konditionen am Fremdkapitalmarkt refinanzieren. So haben wir Anfang Oktober eine zehnjährige Anleihe begeben, deren Rendite zum Emissionszeitpunkt bei 3,1 % lag (siehe Seite 10).

WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Weiterhin schwache Konjunktur in Europa

Nach Expertenschätzungen war die globale Wirtschaftsleistung in den ersten drei Quartalen 2013 um knapp 2% höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. In der Eurozone prägt die Staatsschuldenkrise weiterhin das konjunkturelle Gesamtbild. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) dürfte sich hier insgesamt verringert haben. In Deutschland, der größten Volkswirtschaft des Währungsraumes, ist es allerdings wohl leicht angestiegen – nicht zuletzt dank eines robusten privaten Konsums. Die Niederlande konnten sich dem europäischen Trend dagegen nicht entziehen: Nach aktueller Datenlage war das BIP des Landes rückläufig. Für Großbritannien wurde ein Plus von 1% ermittelt; positive Impulse gingen insbesondere vom Dienstleistungssektor aus. In Zentralosteuropa hat sich die vormals überdurchschnittliche Konjunkturdynamik stark abgeschwächt. Dort lagen bei Redaktionsschluss für diesen Bericht nur Daten für das erste Halbjahr vor. Demnach hat sich die Wirtschaftsleistung in Polen um ca. 1% erhöht, während sie in Ungarn stagnierte und in Tschechien um 2% rückläufig war.

Witterung kühler als 2012

Während sich die wirtschaftliche Entwicklung vor allem in der Energienachfrage von Industrieunternehmen niederschlägt, wird der Energieverbrauch der Haushalte in starkem Maße von den Witterungsverhältnissen beeinflusst. Beispielsweise führt die Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs zu saisonalen Umsatz- und Ergebnisschwankungen. Sie kann aber auch beim Vergleich verschiedener Geschäftsjahre von Bedeutung sein. Im Westen Europas lagen die Temperaturen von Januar bis September 2013 insgesamt unter dem zehnjährigen saisonalen Mittel, im äußersten Südosten Europas dagegen etwas darüber. Verglichen mit 2012 herrschte in all unseren europäischen Kernmärkten kühlere Witterung, ganz besonders in Deutschland, Großbritannien und der Benelux-Region.

Neben dem Energieverbrauch unterliegt auch die Stromerzeugung Wettereinflüssen. Eine wichtige Rolle spielt das Windaufkommen. In Deutschland, den Niederlanden und Polen hat sich die durchschnittliche Auslastung unserer Windkraftanlagen verringert, während sie in Großbritannien und Spanien etwa gleich geblieben ist. Unsere deutschen Laufwasserkraftwerke profitierten davon, dass die Flüsse im Frühjahr aufgrund hoher Niederschlags- und Schmelzwassermengen deutlich mehr Wasser führten. Infolge des massiven Ausbaus der deutschen Photovoltaikkapazitäten wirkt sich auch die Sonnenscheindauer zunehmend auf die Entwicklung am Strommarkt aus. In Deutschland wurden in den ersten drei Quartalen landesdurchschnittlich 1.370 Sonnenstunden gemessen; ein Jahr zuvor waren es 1.444 gewesen.

Wetterbedingt höherer Gasverbrauch – schwache Entwicklung der Stromnachfrage

Der Energieeinsatz in unseren Kernmärkten unterlag teilweise negativen Konjunktüreinflüssen, während die insgesamt kühlere Witterung den Heizwärmebedarf erhöhte. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) schätzt, dass die deutsche Stromnachfrage von Januar bis September 2013 um 1,7% niedriger war als im Vorjahreszeitraum. Nach aktueller Datenlage wurde auch in den Niederlanden weniger Strom eingesetzt als 2012. In Großbritannien stagnierte der Verbrauch, in Polen und Ungarn hat er sich dagegen leicht erhöht. Beim Gas ergibt sich folgendes Bild: Nach einer vorläufigen Schätzung des BDEW lag der Verbrauch in Deutschland temperaturbedingt um gut 11% über dem Vorjahresniveau. Für die Niederlande und Großbritannien haben die dortigen Netzbetreiber ein Plus von 6% bzw. 5% ermittelt. Ausschlaggebend war auch hier die kühle Witterung. In Großbritannien wurde zudem wieder etwas mehr Gas in Kraftwerken eingesetzt. Nach aktueller Datenlage könnte die Gasnachfrage in Tschechien um 5% gestiegen sein, während für Ungarn ein Minus von 8% veranschlagt wird.

Unsicherheit über Nachfrageentwicklung dämpft Ölpreise

Trotz anhaltender Spannungen im Nahen Osten, vor allem in Syrien, kamen die Preise an den internationalen Rohölmärkten nicht mehr ganz an das hohe Vorjahresniveau heran. In den ersten drei Quartalen 2013 wurde das Barrel der Nordseesorte Brent am Londoner Spotmarkt mit durchschnittlich 108 US\$ (82 €) gehandelt. Das sind 4 US\$ weniger als ein Jahr zuvor. Der leichte Preisrückgang spiegelt die Unsicherheit über die Nachfrageentwicklung in China, den USA und den Euro-Krisenstaaten wider. Hinzu kam, dass die US-amerikanischen Rohöl-Lagerbestände zeitweise historische Höchstmarken erreichten.

Stabile Terminpreise im Gashandel

Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa basieren noch teilweise auf Langfristverträgen mit Fördergesellschaften, die eine Ölpreisindexierung enthalten. Nach Deutschland importiertes Gas wurde in den ersten neun Monaten 2013 mit durchschnittlich 28 € je Megawattstunde (MWh) abgerechnet. Das ist 5% weniger als ein Jahr zuvor. Auf die Preisentwicklung im europäischen Gashandel haben die Ölnotierungen dagegen keinen direkten Einfluss. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility) lagen die Spotnotierungen im Mittel bei 27 € je MWh. Wegen der witterungsbedingt höheren Gasnachfrage sind sie um 3 € bzw. 12% gestiegen. Im TTF-Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das kommende Kalenderjahr (Forward 2014) mit 27 € je MWh abgerechnet und damit zum gleichen Durchschnittspreis wie der Forward 2013 im Vorjahreszeitraum.

Im deutschen Endkundengeschäft sind die Gaspreise nach vorliegenden Daten etwas angestiegen, und zwar um 2% für Privathaushalte und um 1% für Industrieunternehmen. In den Niederlanden verteuerte sich Gas für Haushalte um etwa 3%, während es sich für die Industrie leicht verbilligte. In Großbritannien mussten die genannten Kundengruppen schätzungsweise 8% bzw. 13% mehr bezahlen als vor einem Jahr, in Tschechien dagegen jeweils 2% weniger. Für Ungarns Haushalte waren die Entgelte wegen regulatorischer Vorgaben um etwa 8% rückläufig; für Abnehmer aus dem Industriesektor des Landes haben sie sich um ca. 2% verringert.

Anhaltender Preisverfall am Steinkohlemarkt

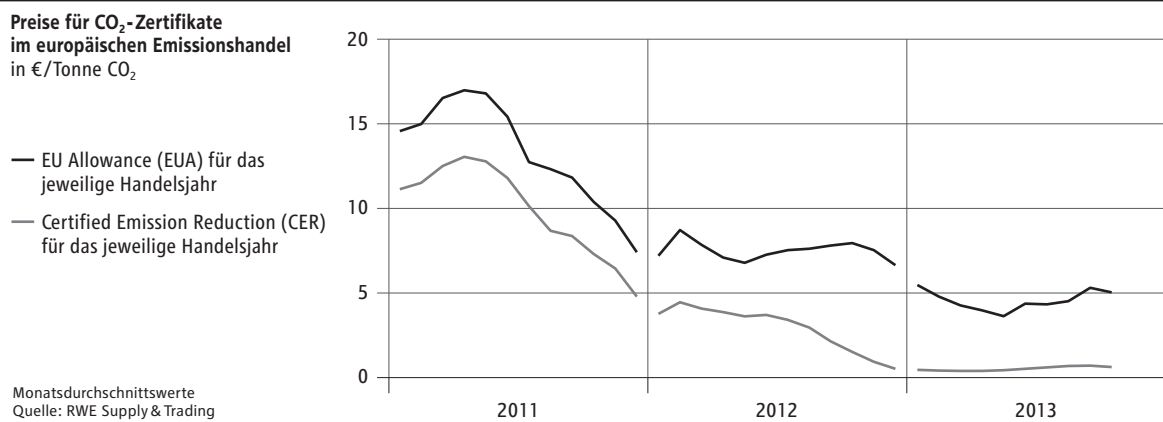
Der im vergangenen Jahr beobachtete Abwärtstrend der Steinkohlepreise hat sich fortgesetzt. Im Berichtszeitraum notierte die metrische Tonne Kesselkohle am Rotterdamer Spotmarkt – inkl. Fracht und Versicherung – mit durchschnittlich 81 US\$ (61 €). Das sind 13 US\$ weniger als ein Jahr zuvor. Der weltweite Kohlemarkt ist tendenziell überversorgt. Nachfrageseitig macht sich das gebremste Wachstum in China bemerkbar. Zugleich dämpft eine Abwertung der Rupie die Kohleinfuhren Indiens, während in den USA kostengünstiges Schiefergas den Bedarf an anderen Energieträgern mindert. Auf der Angebotsseite kommt zum Tragen, dass etliche Förderländer in der Vergangenheit ihre Kapazitäten ausgebaut haben. Trotz wegbrechender Margen passen sie die Produktionsmengen nur zögerlich an die neuen Gegebenheiten an. Im dritten Quartal sorgte allerdings ein Streik in Kolumbien für ein temporäres Anziehen der Preise. In der Entwicklung der Kohlenotierungen spiegeln sich auch die Kosten für den Überseetransport wider. Letztere haben sich nach längerer Abwärtsbewegung zuletzt wieder stabilisiert. Im Durchschnitt der ersten drei Quartale wurde für die Standardroute Südafrika-Rotterdam knapp 8 US\$ je Tonne gezahlt – und damit ebenso viel wie im Vorjahreszeitraum.

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle wird der Preis vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt. Das Amt legt dabei die Notierungen für importierte Steinkohle zugrunde. Der BAFA-Preis reflektiert deshalb – mit einiger Verzögerung – die Entwicklung an den internationalen Märkten. Sein Durchschnittswert für die ersten drei Quartale lag bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor. Experten rechnen mit 80 € je Tonne Steinkohleeinheit. Der Vergleichswert für 2012 betrug 95 €.

Schwache Industriekonjunktur drückt Preise im europäischen CO₂-Emissionshandel

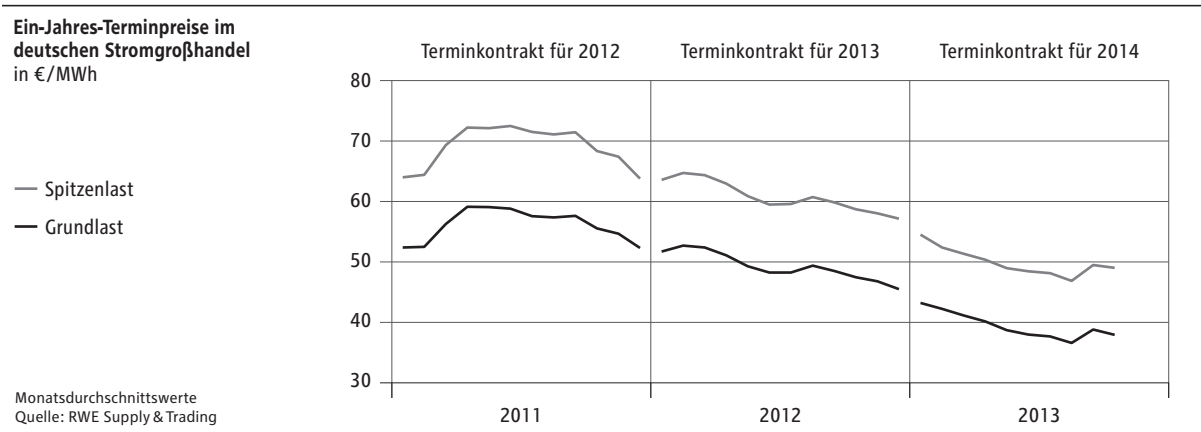
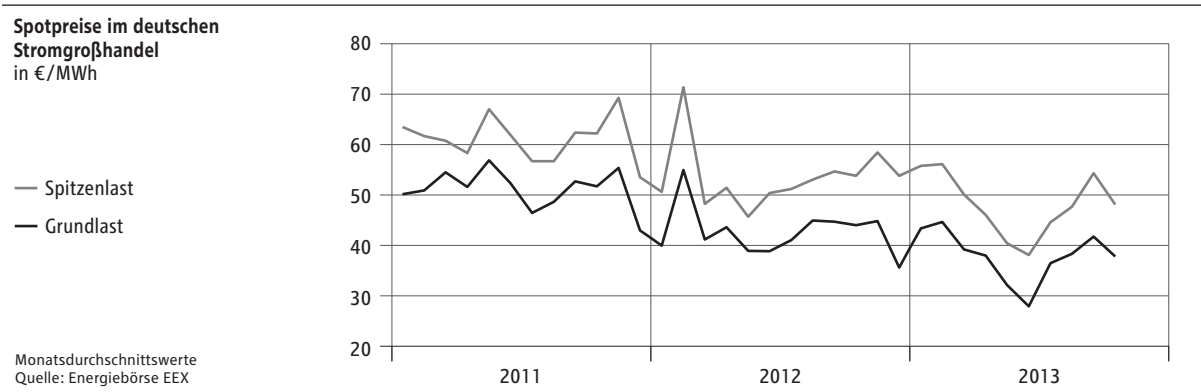
Der europäische Handel mit CO₂-Emissionsrechten ist ebenfalls durch eine anhaltende Baisse gekennzeichnet. Standardzertifikate – sog. EU Allowances (EUAs) – kosteten in den ersten drei Quartalen 2013 durchschnittlich 4,40 € je Tonne CO₂ (EUA für 2013), gegenüber 7,50 € im Vorjahreszeitraum (EUA für 2012). Der Preisverfall ist u.a. auf die konjunkturbedingte Abschwächung von Industrieproduktion und Stromerzeugung zurückzuführen. Eine Rolle spielt auch der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien – vor allem in Deutschland: Die Einspeisungen von Solar- und Windkraftanlagen verdrängen zunehmend die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke und tragen damit auch zum Rückgang der Nachfrage nach Emissionsrechten bei. Inzwischen zeichnet sich ab, dass wesentlich mehr Zertifikate zur Verfügung stehen, als in der dritten Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 tatsächlich benötigt werden. Allerdings können überschüssige EUAs nach heutiger Rechtslage in spätere Handelsperioden übertragen werden, so dass die Preisentwicklung auch in hohem Maße von den Markterwartungen zur Zukunft des Emissionshandels nach 2020 beeinflusst wird.

Durch den im Kyoto-Protokoll geschaffenen Clean Development Mechanism haben europäische Unternehmen die Möglichkeit, ihre heimischen Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen auch durch Einreichung von Certified Emission Reductions (CERs) abzudecken. Dabei handelt es sich um Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. CERs haben sich ebenfalls stark verbilligt. Im Berichtszeitraum wurde nur noch durchschnittlich 0,40 € für sie bezahlt.



Stromgroßhandel: Rückläufige Notierungen in Deutschland – Preisanstieg in Großbritannien

Die Verbilligung von Steinkohle und Emissionsrechten sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien prägen die Entwicklung im deutschen Stromgroßhandel. Auch hier hat sich das Preisniveau weiter verringert. Am Spotmarkt wurden Grundlastkontrakte im Durchschnitt der ersten neun Monate mit 38 € und Spitzenlastkontrakte mit 48 € je MWh abgerechnet. Das sind jeweils 5 € weniger als 2012. Am Terminmarkt zeigte sich folgendes Bild: Der Grundlast-Forward 2014 lag mit 40 € je MWh um 10 € unter dem Preis, der im Vorjahreszeitraum für den 2013er-Forward bezahlt werden musste. Spitzenlaststrom hat sich auf dieser Vergleichsbasis um 12 € auf 50 € je MWh verbilligt.



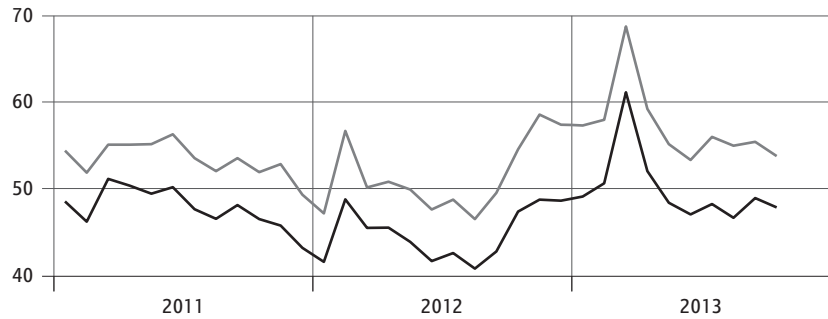
Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Auf unsere Erlöse im Berichtszeitraum hat die jüngste Marktentwicklung daher nur untergeordneten Einfluss. Entscheidend ist vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2013 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Der Durchschnittspreis, den wir bei solchen Transaktionen in Deutschland erzielten, war niedriger als der Vergleichswert für 2012. Das minderte die Kraftwerksmargen. Erhebliche Ertragseinbußen ergaben sich auch daraus, dass Stromproduzenten in Westeuropa für die dritte CO₂-Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 so gut wie keine kostenfreien staatlichen Zertifikatezuteilungen mehr erhalten. Dieser Effekt wird allerdings durch den Preisverfall im Emissionshandel abgeschwächt. In der Steinkohleverstromung führten rückläufige Brennstoffpreise zu Entlastungen.

Anders als am Großhandelsmarkt sind die Strompreise im deutschen Endkundengeschäft gestiegen, und zwar um 12% für Privathaushalte und um 4% für Industrieunternehmen. Maßgeblich dafür sind die in der Stromrechnung enthaltenen staatlichen Aufschläge, die vor allem Privathaushalte immer stärker belasten. Letzteres trifft vor allem auf die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu, die zum 1. Januar 2013 von 3,59 auf 5,28 Cent angehoben worden ist und sich 2014 nochmals deutlich auf 6,24 Cent erhöhen wird. Gestiegen sind auch die Belastungen aus der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Darüber hinaus ist zum 1. Januar 2013 die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f Energiewirtschaftsgesetz eingeführt worden: Mit den Mitteln sollen Entschädigungen für Verspätungen beim Anschluss von Offshore-Windparks an das Stromnetz finanziert werden.

**Spotpreise im britischen
Stromgroßhandel
in £/MWh**

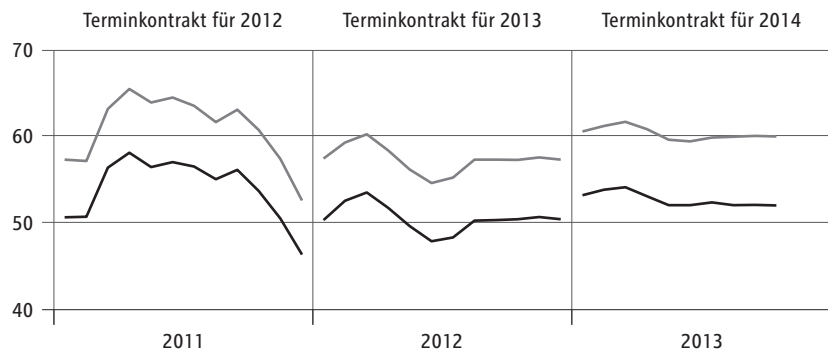
— Spitzenlast
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte
Quelle: RWE Supply & Trading


**Ein-Jahres-Terminpreise im
britischen Stromgroßhandel
in £/MWh**

— Spitzenlast
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte
Quelle: RWE Supply & Trading



Am britischen Spotmarkt wurde Grundlaststrom mit durchschnittlich 50 £ (59 €) je MWh gehandelt und damit um 6 £ über dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Spitzenlaststrom verteuerte sich um 8 £ auf 58 £ (68 €) je MWh. Eine Rolle spielte dabei das wetterbedingt außerordentlich hohe Gaspreisniveau im März 2013; in Großbritannien haben Gaskraftwerke einen wesentlich größeren Anteil an der Stromproduktion als in Deutschland und damit einen stärkeren Einfluss auf die Stromnotierungen. Auch die zum 1. April 2013 eingeführte Steuer auf CO₂-Emissionen wirkte preiserhöhend (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 47). Im britischen Terminhandel haben die Notierungen ebenfalls angezogen. Der Forward 2014 handelte mit 53 £ (62 €) für Grundlaststrom und 60 £ (70 €) für Spitzenlaststrom. Die vergleichbaren Vorjahreswerte wurden damit um jeweils 3 £ übertroffen.

Auch in Großbritannien war die Ertragsentwicklung in der Stromerzeugung durch den Wegfall der kostenfreien Zuteilungen von CO₂-Emissionsrechten geprägt. RWE war davon ebenfalls stark betroffen: Die Ergebnisbeiträge unserer britischen Gas- und Steinkohlekraftwerke fielen wesentlich niedriger aus als 2012.

Die Stromtarife für Privathaushalte sind in Großbritannien um durchschnittlich 7% gestiegen. In die Stromrechnung fließen Aufwendungen für Energiesparmaßnahmen bei Haushalten ein, zu denen die großen Versorger im Rahmen staatlicher Programme verpflichtet sind. Auch für Industrieunternehmen hat sich Strom verteuert, allerdings nur um etwa 3%.

Die Stromgroßhandelspreise in den Niederlanden werden in starkem Maße von der Entwicklung in Deutschland beeinflusst und damit auch von der Zunahme der Einspeisungen nach dem EEG. Das ergibt sich aus den grenzüberschreitenden Stromflüssen. Allerdings sind die dafür zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten begrenzt, so dass deutliche Preisdifferenzen zwischen beiden Ländern auftreten können. Zuletzt lagen die Stromgroßhandelspreise in den Niederlanden ein gutes Stück über dem deutschen Niveau: Am Spotmarkt notierte Grundlaststrom im Zeitraum von Januar bis September 2013 mit 52 € und Spitzenlaststrom mit 61 €; im Terminhandel wurde der Forward 2014 mit 47 € (Grundlast) bzw. 57 € (Spitzenlast) abgerechnet. Preissteigernd wirkte, dass niederländische Steinkohlekraftwerke seit dem 1. Januar 2013 zusätzliche steuerliche Belastungen tragen müssen und die Grenzkosten dieser Anlagen dementsprechend höher ausfallen (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 46).

Die Ergebnisbeiträge, die wir im Berichtszeitraum mit unseren niederländischen Steinkohle- und Gaskraftwerken erzielten, waren niedriger als vor einem Jahr, insbesondere aufgrund des Wegfalls kostenloser Zuteilungen von CO₂-Zertifikaten. Bei Steinkohlekraftwerken kam außerdem die steuerliche Mehrbelastung zum Tragen; dem standen positive Effekte aus rückläufigen Kohlepreisen gegenüber.

Im niederländischen Endkundengeschäft waren die Haushaltstarife im Durchschnitt um ca. 4% höher als in den ersten drei Quartalen des Vorjahres. Für Industrieunternehmen fielen die Entgelte dagegen um etwa 3% niedriger aus.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten entwickelten sich die Haushaltstarife wie folgt: In Polen sind sie um rund 1% gestiegen, während sie in der Slowakei leicht nachgegeben haben und in Ungarn wegen regulatorischer Vorgaben sogar um geschätzte 11% gefallen sind. Die Preise für Industrieunternehmen sind in Ungarn und der Slowakei annähernd stabil geblieben. In Polen hat sich Strom für diese Kundengruppe um etwa 18% verbilligt, was u.a. auf einen Preiseinbruch am Großhandelsmarkt zurückzuführen ist.

WESENTLICHE EREIGNISSE

Im Berichtszeitraum

RWE-Vorstand beschließt Anpassung der Dividendenpolitik zur Stabilisierung der Finanzkraft

Angesichts der verschlechterten Ertragsperspektive in der konventionellen Stromerzeugung hat der Vorstand der RWE AG am 19. September eine Anpassung der Dividendenpolitik beschlossen. Der Aufsichtsrat unterstützt diese Entscheidung. Die beiden Gremien wollen der Hauptversammlung am 16. April 2014 für das Geschäftsjahr 2013 eine Dividende von 1 € je Stamm- und Vorzugsaktie vorschlagen. Für 2012 waren 2 € gezahlt worden. Der Dividendenvorschlag für die Geschäftsjahre ab 2014 soll sich an einer Ausschüttungsquote von 40 bis 50% des nachhaltigen Nettoergebnisses orientieren. Bislang üblich waren 50 bis 60%. Die gegenüber der bisherigen Ausschüttungspolitik einbehaltenen Mittel sollen für eine Verringerung der Schulden eingesetzt werden.

RWE Dea startet Gasproduktion im ägyptischen Nildelta

Anfang September hat RWE Dea die Gasförderung in der Konzession Disouq im ägyptischen Nildelta aufgenommen. Im Konzessionsgebiet sollen sieben Felder entwickelt und insgesamt 11,4 Mrd. m³ Gas produziert werden. Die tägliche Fördermenge hat bereits ein Niveau von rund 1,5 Mio. m³ erreicht und soll bis Mitte 2014 durch Einbindung einer zentralen Aufbereitungsanlage auf 4 bis 4,5 Mio. m³ gesteigert werden. Disouq ist unser erstes Erdgasförderprojekt in Ägypten. Wir sind alleiniger Eigentümer der Konzession.

Im Berichtszeitraum sind weitere wesentliche Ereignisse eingetreten. Diese haben wir in den Berichten über das erste Quartal und über das erste Halbjahr 2013 jeweils auf den Seiten 10 und 11 dargestellt.

Nach Ablauf des Berichtszeitraums

Erstes Gas aus dem Nordseefeld Breagh

Mitte Oktober hat RWE Dea mit der Gasförderung im Feld Breagh begonnen. Breagh ist einer der ergiebigsten Erdgasfunde in der südlichen britischen Nordsee. Die Gesamtreserven des Feldes werden auf 19,8 Mrd. m³ geschätzt. Unser Anteil an der Förderlizenz beträgt 70%, die restlichen 30% werden von Sterling Resources UK gehalten. Die Tagesproduktion liegt anfänglich bei 2,8 Mio. m³. Sie soll im kommenden Jahr auf bis zu 4 Mio. m³ steigen. Für die erste Phase der Feldesentwicklung von 2014 bis 2018 wird die jahresdurchschnittliche Gasförderung auf rund 1,1 Mrd. m³ veranschlagt.

RWE Innogy verkauft Minderheitsanteile an zwei britischen Windparks

Im November hat RWE Innogy Anteile von jeweils 49% an den britischen Onshore-Windparks Lindhurst und Middlemoor verkauft. Erworben wurden sie für 70,6 Mio. £ von Greencoat UK Wind, einer börsennotierten Fondsgesellschaft für erneuerbare Energien. RWE Innogy behält die Mehrheit an den beiden Windparks, die gemeinsam über eine Leistung von 63 MW verfügen. Die Gesellschaft plant, auch in Zukunft öffentliche und private Investoren an Projekten zu beteiligen, um Kapital für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewinnen.

RWE begibt Anleihe über 500 Mio. €

Anfang Oktober haben wir die guten Refinanzierungskonditionen am Kapitalmarkt für die Begebung einer Anleihe über 500 Mio. € genutzt. Die Papiere haben eine Laufzeit von etwas über zehn Jahren und einen Kupon von 3,0%. Ihr Ausgabekurs betrug 99,2%, woraus sich eine Rendite von 3,1% ergibt. Die Emission stieß auf reges Interesse und war mehrfach überzeichnet.

ERLÄUTERUNG DER SEGMENTE

RWE-Konzern seit 1.1.2013

Konventionelle Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze Deutschland	Vertrieb Niederlande/ Belgien	Vertrieb Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading / Gas Midstream
RWE Generation	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading

NET4GAS

veräußert zum 2. August 2013

Interne Dienstleister

RWE Consulting
RWE Group Business Services
RWE IT
RWE Service

Neue Konzernstruktur mit acht Unternehmensbereichen

Die Darstellung des Geschäftsverlaufs 2013 basiert auf einer neuen Berichtsstruktur. Wie im Geschäftsbericht 2012 auf Seite 48 erläutert, haben wir mit Wirkung zum 1. Januar 2013 nahezu unsere gesamte Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie in der neuen RWE Generation SE gebündelt. Wir sind damit effizienter aufgestellt und können zügiger auf die gewaltigen Veränderungen im Energiesektor reagieren. Mit RWE Generation ist das neue Segment „Konventionelle Stromerzeugung“ entstanden. Der RWE-Konzern ist nunmehr in acht Unternehmensbereiche untergliedert, die nach nationalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind. Um aussagefähige Vergleiche mit den Vorjahreszahlen zu ermöglichen, haben wir diese in die neue Struktur überführt.

- **Konventionelle Stromerzeugung:** In RWE Generation ist das Stromerzeugungsgeschäft von RWE Power (inkl. Braunkohletagebau), Essent und RWE npower zusammengefasst. Außerdem betreibt die Gesellschaft unser neues Gaskraftwerk im türkischen Denizli und steuert die auf Projektmanagement und Engineering spezialisierte RWE Technology.
- **Vertrieb/Verteilnetze Deutschland:** Zu dem von RWE Deutschland geführten Unternehmensbereich gehören die Verteilnetzgesellschaft Westnetz, RWE Vertrieb (inkl. eprimo und RWE Energiedienstleistungen), RWE Effizienz, RWE Gasspeicher und unsere deutschen Regionalgesellschaften. Auch unsere Minderheitsbeteiligungen an der österreichischen KELAG und der luxemburgischen Enovos sind diesem Segment zugeordnet.
- **Vertrieb Niederlande/Belgien:** Der Bereich umfasst das Geschäft von Essent, einem der führenden Energieversorger im Benelux-Raum. Seit Übertragung der niederländischen Stromerzeugungsaktivitäten auf RWE Generation konzentriert sich die Gesellschaft auf den Vertrieb von Strom, Gas und Wärme.
- **Vertrieb Großbritannien:** Hier weisen wir die Aktivitäten von RWE npower aus. Das Unternehmen gehört zu den sechs großen Energieversorgern Großbritanniens. Da auch unsere britischen Kraftwerke seit Jahresbeginn von RWE Generation betrieben werden, liegt der Fokus von RWE npower – wie bei Essent – nunmehr ganz auf dem Endkundengeschäft.

- **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Unternehmensbereich enthält Aktivitäten in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei, der Türkei und Kroatien. Im Zentrum unseres tschechischen Geschäfts stehen der Vertrieb, die Verteilung, der überregionale Transport, der Transit und die Speicherung von Gas. Hier sind wir nationaler Marktführer. Mit dem Anfang August 2013 abgeschlossenen Verkauf von NET4GAS sind wir allerdings aus dem Transport und Transit von Gas ausgestiegen. Seit 2010 verkaufen wir in Tschechien auch Strom. In Ungarn decken wir die gesamte Wertschöpfungskette im Stromgeschäft ab – von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Verkauf an Endkunden – und sind über eine Minderheitsbeteiligung in der Gasversorgung tätig. Unsere in dem Unternehmensbereich erfassten polnischen Aktivitäten bestehen aus der Verteilung und dem Vertrieb von Strom. In der Slowakei sind wir über eine Minderheitsbeteiligung im Stromnetz- und im Stromendkundengeschäft aktiv sowie über RWE Gas Slovensko im Gasvertrieb. In der Türkei haben wir im vergangenen Jahr mit dem Aufbau von Stromvertriebsaktivitäten begonnen. Zum Bereich Zentralost-/Südosteuropa gehört seit dem 1. Januar 2013 auch unser Abwassergeschäft in Zagreb (Kroatien), das zuvor RWE Deutschland zugeordnet war. Über die Anfang Juni 2013 akquirierte Gesellschaft Energija 2 (jetzt: RWE Energija) sind wir zudem in den kroatischen Energievertrieb eingestiegen.
- **Erneuerbare Energien:** Hier berichten wir über die auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierte RWE Innogy.
- **Upstream Gas & Öl:** Dieser Bereich umfasst das Geschäft von RWE Dea. Das Unternehmen fördert Erdgas und Rohöl. Regionale Schwerpunkte sind Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Ägypten.
- **Trading/Gas Midstream:** Die hier angesiedelte RWE Supply & Trading verantwortet den Handel mit Strom und Energierohstoffen sowie das Gas-Midstream-Geschäft des RWE-Konzerns. Außerdem beliefert sie einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas.

Position „Sonstige, Konsolidierung“

Einzelne konzernübergreifende Aktivitäten weisen wir außerhalb der Unternehmensbereiche unter „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Dies sind die Konzernholding RWE AG sowie unsere internen Dienstleister RWE Group Business Services, RWE Service, RWE IT und RWE Consulting. In der Position enthalten ist auch unsere Minderheitsbeteiligung am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromerzeugung der Unternehmensbereiche Januar – September in Mrd. kWh	Braunkohle		Steinkohle		Gas		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Öl, Sonstige		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Konventionelle Stromerzeugung	55,6	56,8	35,2	43,2	26,6	28,9	22,0	22,3	4,3	2,7	2,2	1,8	145,9	155,7
Davon:														
Deutschland ¹	55,6	56,8	21,6	26,1	4,9	5,6	22,0	22,3	0,6	0,6	2,2	1,8	106,9	113,2
Niederlande/Belgien	-	-	4,5	5,3	4,2	4,3	-	-	0,8	1,1	-	-	9,5	10,7
Großbritannien	-	-	9,1	11,8	16,4	19,0	-	-	2,9	1,0	-	-	28,4	31,8
Türkei	-	-	-	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	1,1	-
Zentralost-/Südosteuropa	4,0	3,9	0,1	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	4,1	4,1
Erneuerbare Energien	-	-	-	-	0,1	0,1	-	-	5,6 ²	5,0 ²	-	-	5,7	5,1
RWE-Konzern³	59,6	60,7	37,8	43,9	27,2	29,9	22,0	22,3	10,6	8,5	2,3	2,0	159,5	167,3

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können.

In den ersten drei Quartalen 2013 waren dies 16,3 Mrd. kWh, davon 13,7 Mrd. kWh aus Steinkohle.

2 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich im Eigentum nicht vollkonsolidierter Unternehmen befinden, aber von RWE mitfinanziert wurden. Diese Bezüge beliefen sich in den ersten drei Quartalen 2013 auf 1,2 Mrd. kWh.

3 Inkl. geringer Erzeugungsmengen anderer Unternehmensbereiche

Stromproduktion um 5% unter Vorjahr

In den ersten drei Quartalen 2013 hat der RWE-Konzern 159,5 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert. Das sind 5% weniger als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der Rückgang ergibt sich u.a. aus einer Verringerung unserer Erzeugungskapazität. Dies betraf vor allem den Energieträger Steinkohle: So haben wir Ende März 2013 den Betrieb des britischen Kraftwerks Didcot A mit 1.958 MW Nettoleistung beendet. Darüber hinaus konnten wir einige in Fremdeigentum stehende deutsche Steinkohleblöcke nicht mehr nutzen, da die entsprechenden Verträge zum Jahresende ausgelaufen sind. In der Braunkohleverstromung kam zum Tragen, dass wir bis Ende 2012 sämtliche Blöcke der 150-Megawatt-Klasse stillgelegt haben. Davon waren im vergangenen Jahr noch zehn im Einsatz gewesen. Rückläufig war auch die Stromerzeugung aus Gas, obwohl uns hier mit den Neuanlagen im britischen Pembroke (2.188 MW) und türkischen Denizli (787 MW) zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung stehen. Eine wesentliche Rolle spielt dabei, dass sich die Marktbedingungen für Gaskraftwerke 2013 weiter verschlechtert haben. Gestiegen ist dagegen der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung von RWE. Die zusätzlichen Mengen stammen größtenteils aus dem Biomassekraftwerk in Tilbury, das 2012 nach einem Brand für mehrere Monate stillgestanden hatte. Allerdings hat auch diese Anlage inzwischen ihr Laufzeitende erreicht: Die drei Blöcke mit insgesamt 742 MW Nettoleistung haben im Zeitraum Juli/August den Betrieb eingestellt (siehe Bericht über das erste Halbjahr 2013, Seite 11). Neben dem Kraftwerk Tilbury trug auch der fortgesetzte Ausbau unserer Windkraftkapazitäten zum Anstieg der regenerativ erzeugten Strommengen bei. Ein weiterer Faktor war die wetterbedingt höhere Auslastung unserer deutschen Laufwasserkraftwerke.

Zusätzlich zur Eigenerzeugung beziehen wir Strom von konzernexternen Anbietern. Diese Mengen waren mit 52,3 Mrd. kWh etwa so hoch wie im Vorjahreszeitraum (53,0 Mrd. kWh).

Leichter Rückgang der Gas- und Ölförderung

RWE Dea förderte im Berichtszeitraum 1.863 Mio. m³ Gas und 1.764 Tsd. m³ Öl. Rechnet man das Gas in Öläquivalente um und addiert es zum Rohöl, ergibt sich eine Gesamtförderung von 3.567 Tsd. m³ bzw. 22,4 Mio. Barrel. In den ersten drei Quartalen 2012 waren es 3.645 Tsd. m³ bzw. 22,9 Mio. Barrel gewesen. Beim Erdgas verzeichneten wir ein Minus von 3%. Ein Grund dafür ist der natürliche Förderrückgang, der mit dem fortgesetzten Abbau von Vorkommen einhergeht. Dem standen positive Effekte aus der Aufnahme der Produktionstätigkeit in den britischen Nordseefeldern Clipper South (August 2012) und Devenick (September 2012) sowie dem ägyptischen Feld Disouq (September 2013, siehe Seite 10) gegenüber. Im norwegischen Feld Gjøa hat sich zudem mit fortschreitender Produktion der Anteil von Gas erhöht und der von Öl verringert. Dies war zugleich der Hauptgrund dafür, dass unsere Ölmengen um 2% hinter dem Vorjahresniveau zurückblieben. Außerdem kam unsere Ölförderung in Dänemark wegen Problemen bei der nachgelagerten Infrastruktur im dritten Quartal zum Erliegen. Im deutschen Feld Mittelplate haben wir dagegen mehr Öl gewonnen als 2012. Neben technischen Verbesserungen hat uns dabei eine neue Produktionsbohrung geholfen.

Außenabsatz Strom Januar – September in Mrd. kWh	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Konventionelle Stromerzeugung	0,1	0,2	0,5	0,8	7,7	6,8	-	-	8,3	7,8
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	16,9	17,8	22,4	22,4	57,4	54,3	-	-	96,7	94,5
Vertrieb Niederlande/Belgien	8,2	8,1	7,8	7,0	1,1	-	-	-	17,1	15,1
Vertrieb Großbritannien	12,6	12,9	22,8	23,0	-	-	-	-	35,4	35,9
Zentralost-/Südosteuropa	6,1	5,9	6,8	6,7	4,3	4,5	-	-	17,2	17,1
Erneuerbare Energien	0,1	0,1	-	-	1,4	1,3	-	-	1,5	1,4
Trading/Gas Midstream	-	-	15,6	23,1	-	-	8,1	13,4	23,7	36,5
RWE-Konzern¹	44,1	45,0	75,9	83,0	71,9	66,9	8,1	13,4	200,0	208,3

¹ Inkl. geringer Mengen, die unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst sind

Stromabsatz 4% niedriger als 2012

In den ersten neun Monaten dieses Jahres haben wir 200,0 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert, 4% weniger als 2012. Einen starken Rückgang verzeichnen wir im Bereich Trading/Gas Midstream. Zurückzuführen ist das u.a. darauf, dass RWE Supply & Trading seit dem 1. Januar 2013 keine Stromverkäufe über Auktionen mehr tätigt. Wir hatten uns 2007 gegenüber dem Bundeskartellamt für den Lieferzeitraum von 2009 bis 2012 zu solchen Auktionen verpflichtet. Bei unserer britischen Tochter RWE npower führten Kundenverluste und Energieeinsparungen von Haushalten zu leichten Mengeneinbußen. Im deutschen Vertriebsgeschäft konnten wir dagegen zulegen, weil wir wesentlich mehr Strom an Weiterverteiler lieferten: Grundlage dafür waren die erfolgreiche Akquise von Neukunden und eine erhöhte Nachfrage von Bestandskunden. Die Einspeisungen von EEG-Strom in unser Verteilnetz fielen allerdings wetterbedingt niedriger aus und damit auch der Absatz aus der Weitergabe dieser Mengen. Daneben führte der Verkauf der Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft (KEVAG) im Dezember 2012 zum Wegfall von Liefervolumen. Ein Absatzplus weisen wir auch in der Region Niederlande/Belgien aus, was aber hauptsächlich auf einer geänderten Kundenzuordnung zwischen Essent und RWE Supply & Trading beruht.

Außenabsatz Gas Januar – September in Mrd. kWh	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	19,5	18,6	15,4	13,0	26,3	14,0	61,2	45,6
Vertrieb Niederlande/Belgien	29,6	24,5	30,3	30,3	–	–	59,9	54,8
Vertrieb Großbritannien	30,9	29,2	1,5	1,7	–	–	32,4	30,9
Zentralost-/Südosteuropa	12,6	13,3	22,1	19,0	1,4	11,2	36,1	43,5
Upstream Gas & Öl	–	–	3,8	1,1	10,2	10,3	14,0	11,4
Trading/Gas Midstream	–	–	14,2	10,1	18,8	7,3	33,0	17,4
RWE-Konzern¹	92,6	85,6	87,4	75,2	56,7	42,8	236,7	203,6

1 Inkl. geringer Mengen im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung

Gasabsatz witterungsbedingt um 16% gestiegen

Unser Gasabsatz lag mit 236,7 Mrd. kWh um 16% über Vorjahr. Auf Konzernebene konnten wir in allen Kundensegmenten deutlich zulegen. Im Geschäft mit Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben kam uns der witterungsbedingt höhere Heizwärmebedarf zugute. Bei den Industrie- und Geschäftskunden konnten wir neue Abnehmer gewinnen, insbesondere am deutschen und am tschechischen Markt. Den deutlichsten Absatzzuwachs erzielten wir mit Weiterverteilern. Erfolge bei der Kundenakquise lieferten auch hier einen wesentlichen Beitrag, vor allem in Deutschland. Dort haben zudem zahlreiche Bestandskunden – u.a. witterungsbedingt – ihre Bezüge erhöht. Der Bereich Trading/Gas Midstream weist ebenfalls ein deutliches Absatzplus bei den Weiterverteilern aus, der Bereich Zentralost-/Südosteuropa dagegen einen Rückgang in ähnlicher Größenordnung. Das ergibt sich aus einer konzerninternen Umgliederung des tschechischen Großhandelsgeschäfts zur RWE Supply & Trading.

Außenumsatz in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Konventionelle Stromerzeugung	1.276	1.215	5,0	1.626
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	19.056	17.452	9,2	23.710
Vertrieb Niederlande/Belgien	4.631	4.038	14,7	5.863
Vertrieb Großbritannien	6.439	6.161	4,5	8.708
Zentralost-/Südosteuropa	3.563	3.729	-4,5	5.274
Erneuerbare Energien	274	286	-4,2	387
Upstream Gas & Öl	1.364	1.405	-2,9	1.848
Trading/Gas Midstream	3.222	3.991	-19,3	5.698
Sonstige, Konsolidierung	61	81	-24,7	113
RWE-Konzern	39.886	38.358	4,0	53.227
Erdgas-/Stromsteuer	1.913	1.715	11,5	2.456
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	37.973	36.643	3,6	50.771

Außenumsatz 4% über Vorjahr

Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen Außenumsatz von 39.886 Mio. € (inkl. Erdgas- und Stromsteuer). Das sind 4% mehr als im Vergleichszeitraum 2012. Besonders die Gaserlöse haben sich erhöht: Sie lagen mit 10.397 Mio. € um 11% über dem Vorjahreswert. Das ergibt sich im Wesentlichen aus der Absatzentwicklung.

Beim Strom verzeichneten wir trotz niedrigerer Liefermengen einen Anstieg des Außenumsatzes um 2% auf 25.966 Mio. €. Hier machten sich Preiserhöhungen bemerkbar. Beispielsweise haben die meisten unserer deutschen Regionalgesellschaften die Tarife für Privat- und Gewerbekunden angehoben. Sie reagierten damit u.a. auf den deutlichen Anstieg der EEG-Umlagen. In Großbritannien hatte uns ein starker Anstieg der Vorkosten bereits im November 2012 zu einer Erhöhung der Privatkundentarife veranlasst. Die Entwicklung des Konzernumsatzes wurde außerdem durch Wechselkursänderungen beeinflusst. Für das britische Pfund musste im Berichtszeitraum durchschnittlich 1,17 € bezahlt werden und damit weniger als im Vorjahreszeitraum (1,23 €). Auch der US-Dollar, die tschechische Krone, der polnische Zloty und der ungarische Forint haben sich gegenüber dem Euro verbilligt, allerdings nur leicht.

Außenumsatz nach Produkten in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Stromerlöse	25.966	25.405	2,2	34.256
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	15.428	14.516	6,3	19.173
Vertrieb Niederlande/Belgien	1.729	1.545	11,9	2.144
Vertrieb Großbritannien	4.455	4.443	0,3	6.107
Zentralost-/Südosteuropa	1.703	1.764	-3,5	2.391
Trading/Gas Midstream	2.006	2.621	-23,5	3.707
Gaserlöse	10.397	9.326	11,5	14.222
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	2.859	2.251	27,0	3.553
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.763	2.373	16,4	3.551
Vertrieb Großbritannien	1.585	1.401	13,1	2.188
Zentralost-/Südosteuropa	1.777	1.878	-5,4	2.761
Upstream Gas & Öl	335	341	-1,8	469
Trading/Gas Midstream	1.076	1.079	-0,3	1.697
Ölerlöse	1.019	1.269	-19,7	1.540
Davon:				
Upstream Gas & Öl	967	998	-3,1	1.289
Trading/Gas Midstream	52	271	-80,8	251
Sonstige Erlöse	2.504	2.358	6,2	3.209
RWE-Konzern	39.886	38.358	4,0	53.227

Innenumsatz in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Konventionelle Stromerzeugung	6.444	7.061	-8,7	9.605
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	866	1.523	-43,1	2.020
Vertrieb Niederlande/Belgien	179	14	-	13
Vertrieb Großbritannien	195	239	-18,4	227
Zentralost-/Südosteuropa	220	387	-43,2	502
Erneuerbare Energien	380	309	23,0	491
Upstream Gas & Öl	176	93	89,2	143
Trading/Gas Midstream	15.768	15.346	2,7	25.738

Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum EBITDA in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit ¹	2.895	3.978	-27,2	3.845
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	381	435	-12,4	587
+ Neutrales Beteiligungsergebnis	-177	-58	-	-110
- Neutrales Ergebnis	1.527	251	-	2.094
Betriebliches Ergebnis	4.626	4.606	0,4	6.416
+ Betriebliche Abschreibungen	2.085	2.112	-1,3	2.898
EBITDA	6.711	6.718	-0,1	9.314

¹ Siehe Gewinn- und Verlustrechnung auf Seite 30.

EBITDA in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Konventionelle Stromerzeugung	1.621	3.148	-48,5	4.378
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	1.477	2.877	-48,7	3.928
Großbritannien	117	274	-57,3	456
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.775	1.653	7,4	2.266
Vertrieb Niederlande/Belgien	309	204	51,5	293
Vertrieb Großbritannien	261	264	-1,1	371
Zentralost-/Südosteuropa	1.001	936	6,9	1.312
Erneuerbare Energien	259	219	18,3	364
Upstream Gas & Öl	712	820	-13,2	1.041
Trading/Gas Midstream	910	-398	-	-591
Sonstige, Konsolidierung	-137	-128	-7,0	-120
RWE-Konzern	6.711	6.718	-0,1	9.314

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Konventionelle Stromerzeugung	841	2.345	-64,1	3.275
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	888	2.255	-60,6	3.085
Großbritannien	-69	93	-	194
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.270	1.149	10,5	1.578
Vertrieb Niederlande/Belgien	244	133	83,5	190
Vertrieb Großbritannien	205	200	2,5	286
Zentralost-/Südosteuropa	826	746	10,7	1.052
Erneuerbare Energien	113	87	29,9	183
Upstream Gas & Öl	434	561	-22,6	685
Trading/Gas Midstream	903	-403	-	-598
Sonstige, Konsolidierung	-210	-212	0,9	-235
RWE-Konzern	4.626	4.606	0,4	6.416

Betriebliches Ergebnis auf Vorjahreshöhe

Unser EBITDA belief sich auf 6.711 Mio. € und unser betriebliches Ergebnis auf 4.626 Mio. €. Damit lagen wir ganz in der Nähe der Vorjahreswerte. Zwar erzielte der Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream ein außerordentlich hohes Ergebnis, weil uns nach der erfolgreichen Revision des Gasbezugsvertrags mit Gazprom hohe Kompensationen gewährt wurden (siehe Bericht über das erste Halbjahr 2013, Seite 10); dem standen aber massive Ertragseinbußen in der konventionellen Stromerzeugung gegenüber. Lässt man wesentliche Konsolidierungs- und Währungseffekte außer Betracht, hat sich das EBITDA gegenüber 2012 um 3% und das betriebliche Ergebnis um 4% verbessert. Die Ergebnisentwicklung der ersten neun Monate darf jedoch nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden, da es sich bei den erwähnten Kompensationszahlungen von Gazprom um einen Einmaleffekt handelt, während sich der Ertragsrückgang in der Stromerzeugung im vierten Quartal fortsetzt. An unserer Prognose zum Konzernergebnis 2013, die wir im Geschäftsbericht 2012 veröffentlicht haben, halten wir fest.

Auf Ebene der Unternehmensbereiche zeigte sich im Berichtszeitraum folgende Ergebnisentwicklung:

- Konventionelle Stromerzeugung: Hier kamen wir auf ein betriebliches Ergebnis von 841 Mio. €. Gegenüber 2012 ist das ein Minus von 1.504 Mio. € bzw. 64%. In Kontinentalwesteuropa (Deutschland und Niederlande/Belgien) mussten wir einen Rückgang um 1.367 Mio. € auf 888 Mio. € hinnehmen und in Großbritannien um 162 Mio. € auf –69 Mio. €. Die Ergebnisentwicklung spiegelt eine Vielzahl negativer Faktoren wider. Am gravierendsten war, dass die Staaten Westeuropas seit 2013 so gut wie keine CO₂-Emissionszertifikate mehr kostenfrei vergeben. Für die ersten drei Quartale des Vorjahres waren uns im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung noch Emissionsrechte für 83,9 Mio. Tonnen CO₂ unentgeltlich zugeteilt worden: Die Zertifikate hatten etwa 70% unseres CO₂-Ausstoßes abgedeckt und eine Entlastung von rund 840 Mio. € gebracht. Ertragseinbußen resultieren auch daraus, dass sich die Notierungen im kontinental-europäischen Stromterminhandel verringert haben und unsere Braunkohleblöcke der 150-MW-Klasse nicht mehr am Netz sind. Darüber hinaus mussten wir eine Drohverlustrückstellung für einen defizitären Strombezugsvertrag deutlich aufstocken. Hinzu kam, dass uns Zulieferer im Vorjahr Schadenersatz für Verzögerungen bei Kraftwerksprojekten geleistet hatten und dieser Sondereffekt 2013 weggefallen ist. Dem standen Entlastungen aus niedrigeren Preisen beim Einkauf von Steinkohle und CO₂-Emissionsrechten sowie rückläufigen Aufwendungen für die Instandhaltung von Kraftwerken gegenüber. Ferner profitierten wir von Mehrerlösen des Biomassekraftwerks Tilbury, das 2012 wegen eines Brandes für mehrere Monate vom Netz war.
- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Das betriebliche Ergebnis hat sich hier um 11% auf 1.270 Mio. € verbessert. Dabei kamen u.a. effizienzsteigernde Maßnahmen und der positive Witterungseinfluss auf den Gasabsatz zum Tragen. Gegenläufig wirkte, dass wir uns im Vorjahr von unseren Beteiligungen am Koblenzer Regionalversorger KEVAG und an den Berliner Wasserbetrieben getrennt haben. Die genannten Aktivitäten sind damit nicht mehr im Segmentergebnis enthalten. Gleiches gilt für unser Abwassergeschäft in Zagreb, das wir zum 1. Januar 2013 in den Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa umgliedert haben.
- Vertrieb Niederlande/Belgien: Bei Essent hat sich das betriebliche Ergebnis um 83% auf 244 Mio. € erhöht. Hauptgrund war, dass wir Rückstellungen auflösen konnten, während der Vorjahresabschluss durch die Bildung von Rückstellungen belastet war. Des Weiteren profitierten wir vom witterungsbedingt höheren Gasabsatz und effizienzverbessernden Maßnahmen. Verschlechtert haben sich die Margen im Gasvertrieb. Auch der Trend zu einem sparsameren Verbrauchsverhalten, den wir bei Privathaushalten beobachten, hatte dämpfenden Einfluss auf die Ertragslage. Außerdem führte die Einführung eines neuen Kundenabrechnungssystems zu vorübergehenden Mehrkosten.

- Vertrieb Großbritannien: Das betriebliche Ergebnis von RWE npower hat sich um 3% auf 205 Mio. € verbessert. Auf Pfund-Basis ist es um 8% gestiegen. Fortgesetzte Effizienzverbesserungen und der witterungsbedingt höhere Gasabsatz stärkten die Ertragskraft. Allerdings lagen die Umlagen für die Netznutzung über dem Vorjahresniveau. Mehr aufgewendet haben wir auch für Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz bei Privathaushalten, zu denen der Staat die großen britischen Versorger verpflichtet. Der dadurch unterstützte Trend zu einem sparsameren Energieverbrauch minderte das Ergebnis zusätzlich. Mithilfe von Preisanpassungen konnten die Belastungen aber zu einem Teil kompensiert werden: RWE npower hatte die Privatkundentarife für Strom und Gas bereits Ende November 2012 um 8,8% bzw. 8,6% angehoben.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs ist um 11% auf 826 Mio. € gestiegen – trotz des Verkaufs von NET4GAS zum 2. August 2013. Der tschechische Ferngasnetzbetreiber erzielte bis zu seiner Entkonsolidierung einen Ergebnisbeitrag von 171 Mio. €, gegenüber 233 Mio. € in den ersten neun Monaten des Vorjahres. Ohne Effekte aus NET4GAS und aus der Währungsumrechnung schloss der Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa um 23% über Vorjahr ab. Hauptgrund ist ein stark verbessertes Ergebnis aus Geschäften zur Begrenzung von Währungsrisiken. Solche Risiken ergeben sich u.a. dadurch, dass beim Gas- und Stromeinkauf für unsere Märkte in Zentralosteuropa i.d.R. in Euro und US-Dollar abgerechnet wird, beim Weiterverkauf dagegen in Landeswährung. Zur guten Ertragslage hat auch unser polnischer Stromvertrieb beigetragen. In Tschechien profitierten wir von verbesserten Verteilnetz- und Vertriebsmargen. In Ungarn führte dagegen eine staatlich verordnete Absenkung der Netzentgelte und Privatkundentarife zu Ergebniseinbußen im Strom- und Gasgeschäft.
- Erneuerbare Energien: Das betriebliche Ergebnis von RWE Innogy ist um 30% auf 113 Mio. € gestiegen. Positiv wirkte sich der fortgesetzte Ausbau unserer Erzeugungskapazitäten aus: Beispielsweise trug der im September 2012 fertiggestellte Offshore-Windpark Greater Gabbard, an dem wir mit 50% beteiligt sind, im Berichtszeitraum mit seiner vollen Kapazität von 504 MW zur Stromproduktion bei. Daneben profitierten wir von einer besseren Auslastung unserer Wasserkraftwerke. Außerdem leistete ein Zulieferer Schadensersatz für Mängel, die bei Windkraftanlagen in Spanien auftraten. Der Verkauf selbst entwickelter Projekte – dieses Geschäft betreiben wir hauptsächlich in Großbritannien – erbrachte allerdings niedrigere Erträge als 2012. Auch das gesunkene Preisniveau im kontinentaleuropäischen Stromgroßhandel schlug negativ zu Buche. In Spanien haben sich zudem die Förderkonditionen für Strom aus erneuerbaren Energien verschlechtert. Das betrifft nicht nur unsere dortigen Windkraftanlagen, sondern auch das Solarthermiekraftwerk Andasol 3 in Andalusien: Auf unsere Minderheitsbeteiligung an der Anlage haben wir deshalb eine Abschreibung vorgenommen. Darüber hinaus wird in Spanien seit Anfang 2013 eine Energiesteuer erhoben. In Polen kam hinzu, dass sich Grünstromzertifikate aufgrund eines Überangebots am Markt stark verbilligt haben. Die Zertifikate werden von Stromerzeugern wie RWE Innogy generiert und an Vertriebsgesellschaften verkauft, die damit einen Teil ihrer Stromverkäufe abdecken müssen.
- Upstream Gas & Öl: Das Ergebnis der RWE Dea verringerte sich um 23% auf 434 Mio. €. Ein Grund dafür ist, dass unsere realisierten Öl- und Gaspreise unter dem Vorjahresniveau lagen; dabei spielten auch die schwächeren Kurse von US-Dollar und britischem Pfund eine Rolle. Hinzu kam, dass wir bei einigen unserer Explorationsbohrungen nicht fündig wurden und deshalb die Ausgaben dafür direkt als Aufwand erfasst haben anstatt sie zu aktivieren. Dem standen positive Ergebniseffekte aus einem Anstieg unseres Öl- und Gasabsatzes in Europa gegenüber.
- Trading/Gas Midstream: Der Bereich steigerte sein Ergebnis um 1.306 Mio. € auf 903 Mio. €. Wesentlich dazu beigetragen hat das Ende Juni ergangene Schiedsurteil zu unserem langfristigen Gasbezugsvertrag mit Gazprom. Das Gericht gab unserem Antrag auf Anpassung der Preiskonditionen weitgehend statt und sprach uns hohe Kompensationsforderungen zu, die im Juli beglichen wurden. Die laufenden Belastungen aus dem

Vertrag mit Gazprom haben sich damit erheblich verringert. Allerdings werden die Bezugskonditionen nach wie vor durch die Entwicklung am Ölmarkt mitbestimmt. Um die für uns nachteilige Ölpreisbindung zu eliminieren, haben wir eine erneute Preisrevision gestartet. Für unsere Bezugsverträge mit anderen Gaslieferanten hatten wir bereits vor 2013 auf dem Verhandlungswege entsprechende Anpassungen erreicht. Während sich die Ertragslage im Gas-Midstream-Geschäft aus den oben genannten Gründen stark verbesserte, konnte RWE Supply & Trading im Energiehandel nicht ganz an die Performance des Vorjahres anknüpfen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2012
Veräußerungsgewinne	269	64	205	487
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	32	346	-314	470
Restrukturierungen, Sonstige	-1.828	-661	-1.167	-3.051
Neutrales Ergebnis	-1.527	-251	-1.276	-2.094

Überleitung zum Nettoergebnis: Hohe Sonderbelastungen

Die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis ist durch hohe Wertberichtigungen im neutralen Ergebnis geprägt. Außerdem traten Einmalbelastungen bei den Steuern auf.

Das neutrale Ergebnis hat sich um 1.276 Mio. € auf -1.527 Mio. € verschlechtert. Seine Einzelpositionen entwickelten sich wie folgt:

- Veräußerungen von Beteiligungen und Vermögenswerten führten per saldo zu einem Gewinn von 269 Mio. €. Das sind 205 Mio. € mehr als 2012. Wichtigster Einzelposten war der Anfang August abgeschlossene Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS, der einen Buchgewinn von 236 Mio. € erbrachte.
- Aus der bilanziellen Erfassung bestimmter Derivate, mit denen wir Commodity-Termingeschäfte preislich absichern, entstand ein Ertrag von 32 Mio. €, gegenüber 346 Mio. € im Vorjahr. Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind die Derivate mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit wieder aufheben und deshalb im neutralen Ergebnis erfasst werden.
- Unter der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ weisen wir einen Verlust aus, der mit 1.828 Mio. € wesentlich höher ausfällt als 2012 (661 Mio. €). Ausschlaggebend dafür sind außerplanmäßige Abschreibungen, die sich im Berichtszeitraum auf rund 1,4 Mrd. € summierten. Mit ca. 800 Mio. € entfällt der Großteil davon auf unser niederländisches Erzeugungsportfolio, dessen Ertragsperspektiven sich marktbedingt weiter eingetrübt haben. Daneben haben wir eine Abschreibung von rund 220 Mio. € auf unser deutsches Gasspeichergeschäft vorgenommen, denn auch hier hat sich die Marktsituation verschlechtert: Einfuhren von verflüssigtem Erdgas (LNG) und der Ausbau von Pipelineinfrastruktur haben dazu beigetragen, dass sich das Gasangebot in Spitzenbedarfszeiten (Winter) erhöht hat und die Nachfrage in geringerem Umfang durch eingespeichertes Gas gedeckt werden muss. Eine weitere größere Wertberichtigung von ca. 260 Mio. € betraf den im Bau befindlichen Offshore-Windpark Nordsee Ost; Hintergrund ist, dass sich das Projekt gegenüber der ursprünglichen Planung verteuert hat und dass erhebliche Verspätungen eingetreten sind. Entlastungen in der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ ergaben sich dadurch, dass unsere planmäßigen Abschreibungen auf den Kundenstamm von RWE npower im Mai 2012 ausgelaufen sind. Im vergangenen Jahr hatten sie das Ergebnis noch um 113 Mio. € gemindert.

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2012
Zinserträge	342	318	24	413
Zinsaufwendungen	-888	-942	54	-1.249
Zinsergebnis	-546	-624	78	-836
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-710	-825	115	-1.208
Übriges Finanzergebnis	-141	10	-151	-48
Finanzergebnis	-1.397	-1.439	42	-2.092

Das Finanzergebnis verbesserte sich um 42 Mio. € auf -1.397 Mio. €. Entlastungen verzeichneten wir bei den Zinsanteilen an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen: Im Vorjahr hatten wir hier einen Anstieg der sonstigen langfristigen Rückstellungen erfasst, der sich aus einer Absenkung der Diskontierungssätze ergab; im Berichtszeitraum sind die Sätze dagegen etwas angehoben worden. Das Zinsergebnis fiel ebenfalls günstiger aus als 2012. Eine Ursache dafür ist, dass die Kompensationsleistungen, die uns im Schiedsverfahren mit Gazprom zugesprochen wurden, auch eine Verzinsung enthielten. Daneben minderten rückläufige Marktzinsen unseren Aufwand zur Bedienung der Finanzschulden. Positiv wirkte auch, dass wir unsere Zwischenfinanzierung über Commercial Paper zurückfahren konnten: Zum Abschlussstichtag standen keine solchen Papiere mehr aus. Verschlechtert hat sich dagegen das „übrige Finanzergebnis“. Hier kamen negative Effekte aus der Bewertung von Finanzgeschäften zum Tragen. Außerdem erzielten wir niedrigere Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in %	Jan – Dez 2012
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.626	4.606	0,4	6.416
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-1.527	-251	-	-2.094
Finanzergebnis	Mio. €	-1.397	-1.439	2,9	-2.092
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	1.702	2.916	-41,6	2.230
Ertragsteuern	Mio. €	-812	-775	-4,8	-526
Ergebnis	Mio. €	890	2.141	-58,4	1.704
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	204	192	6,3	302
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	77	69	11,6	96
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	609	1.880	-67,6	1.306
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	1.915	1.892	1,2	2.457
Ergebnis je Aktie	€	0,99	3,06	-67,6	2,13
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,12	3,08	1,3	4,00
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Durchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,4	-	614,5
Steuerquote	%	48	27	-	24

Das Ergebnis vor Steuern ging um 42 % auf 1.702 Mio. € zurück. Unsere Steuerquote hat sich um 21 Prozentpunkte auf 48 % erhöht. Hintergrund ist, dass wir aktive latente Steuern in den Niederlanden abgeschrieben haben, weil wir sie voraussichtlich nicht mehr nutzen können. Außerdem sind positive Sondereffekte aus dem Vorjahr weggefallen, die ebenfalls im Zusammenhang mit den latenten Steuern standen. Entlastungen resultierten daraus, dass wir 2013 einen höheren Prozentsatz unseres Ergebnisses in Ländern mit vergleichsweise niedrigen Steuersätzen erzielten. Nach Steuern ist unser Ergebnis um 58 % auf 890 Mio. € gesunken.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich um 6 % auf 204 Mio. € erhöht. Dies ergibt sich u.a. aus der verbesserten Gewinnsituation einiger vollkonsolidierter deutscher Regionalversorger, an denen Konzernfremde beteiligt sind. Ertragseinbußen von ungarischen Tochtergesellschaften hatten gegenläufigen Einfluss.

Auf unsere Hybridkapitalgeber entfallen Ergebnisanteile von 77 Mio. €. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern. Berücksichtigt werden hier lediglich zwei von unseren insgesamt fünf Hybridanleihen, nämlich jene, die gemäß IFRS zum Eigenkapital gehören. Dabei handelt es sich um die Emissionen über 1.750 Mio. € vom September 2010 und über 750 Mio. £ vom März 2012.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns lag mit 609 Mio. € um 68 % unter dem Vorjahresniveau. Je Aktie belief es sich auf 0,99 €. Im Berichtszeitraum waren durchschnittlich 614,7 Millionen RWE-Aktien im Umlauf und damit etwa so viele wie ein Jahr zuvor (614,4 Millionen).

Unser nachhaltiges Nettoergebnis verbesserte sich dagegen geringfügig auf 1.915 Mio. €. Bei seiner Ermittlung werden das neutrale Ergebnis, einschließlich der darauf entfallenden Steuern, und größere Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern herausgerechnet. Für den vorliegenden Zwischenabschluss hat das zur Folge, dass erhebliche Belastungen unberücksichtigt bleiben.

Investitionen in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2012
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte				
Konventionelle Stromerzeugung	994	1.307	-313	1.784
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	925	1.137	-212	1.534
Großbritannien	22	71	-49	101
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	337	413	-76	904
Vertrieb Niederlande/Belgien	21	29	-8	43
Vertrieb Großbritannien	63	56	7	89
Zentralost-/Südosteuropa	192	311	-119	518
Erneuerbare Energien	775	734	41	999
Upstream Gas & Öl	493	498	-5	684
Trading/Gas Midstream	12	1	11	4
Sonstige, Konsolidierung	50	42	8	56
Gesamt	2.937	3.391	-454	5.081
Investitionen in Finanzanlagen	68	413	-345	463
Investitionen gesamt	3.005	3.804	-799	5.544

Investitionen um 21 % unter Vorjahr

Der RWE-Konzern investierte 3.005 Mio. € und damit 799 Mio. € bzw. 21 % weniger als im Vorjahreszeitraum. Unser Kraftwerksneubauprogramm bildet weiterhin einen Schwerpunkt der Investitionstätigkeit. Allerdings hat sich der Mitteleinsatz hierfür bereits deutlich verringert, denn 2012 haben vier große Erzeugungsanlagen den kommerziellen Betrieb aufgenommen (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 49). Das Programm wird 2014 abgeschlossen sein. Derzeit befinden sich noch zwei Steinkohledoppelblöcke in der Bauphase, einer in Hamm mit 1.528 MW und einer im niederländischen Eemshaven mit 1.560 MW. Unser neues Gaskraftwerk mit 787 MW im türkischen Denizli haben wir zur Jahresmitte fertiggestellt.

Besonderes Augenmerk richten wir auch auf den Ausbau der erneuerbaren Energien: Größte Einzelvorhaben sind dabei zwei Offshore-Windparks: Zum einen Gwynt y Môr mit insgesamt 576 MW vor der Küste von Nordwales, den wir im September 2014 fertigstellen wollen; zum anderen Nordsee Ost mit 295 MW, der Anfang 2015 mit allen Turbinen am Netz sein soll. Investitionen nennenswerten Umfangs tätigte auch der Bereich Upstream Gas & Öl: Im Zentrum stand hier die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Produktionstätigkeit. Aufgrund solcher Maßnahmen konnten wir 2013 im ägyptischen Konzessionsgebiet Disouq (September) und im britischen Nordseefeld Breagh (Oktober) die Gasförderung aufnehmen (siehe Seite 10). In den Bereichen Vertrieb/Verteilnetze Deutschland und Zentralost-/Südosteuropa wurden die Mittel überwiegend zur Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur eingesetzt.

Kapitalflussrechnung¹ in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2012
Funds from Operations	4.888	3.298	1.590	5.446
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	118	-58	176	-1.051
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.006	3.240	1.766	4.395
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-1.409	-2.110	701	-1.285
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-1.646	-1.518	-128	-2.463
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-11	23	-34	16
Veränderung der flüssigen Mittel	1.940	-365	2.305	663
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.006	3.240	1.766	4.395
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-2.937	-3.391	454	-5.081
Free Cash Flow	2.069	-151	2.220	-686

¹ Zur vollständigen Kapitalflussrechnung siehe Seite 33.

Operativer Cash Flow um 55% höher als 2012

Unser Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit lag mit 5.006 Mio. € um 55% über dem Vorjahreswert. Er hat sich damit wesentlich stärker verbessert als das betriebliche Ergebnis. Ein Grund dafür ist, dass die Zahlungen für Emissionsrechte größtenteils erst am Jahresende anfallen: Die Ergebnisbelastung aus dem Wegfall der kostenfreien Zuteilung von CO₂-Zertifikaten ging daher noch nicht mit entsprechenden Mittelabflüssen einher. Effekte, die sich in Veränderungen des Nettoumlaufvermögens niederschlugen, hatten per saldo nur geringen Einfluss auf die Entwicklung des operativen Cash Flows.

Unsere Investitionstätigkeit führte zu einem Mittelabfluss von 1.409 Mio. €. Der Betrag liegt deutlich unter unseren Ausgaben für Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Finanzanlagen. Zu erklären ist das durch Einnahmen aus dem Verkauf von Beteiligungen und Anlagevermögen, die gegengerechnet werden müssen: Größte Einzeltransaktion war mit rund 1 Mrd. € der Verkauf von NET4GAS. Aus der Finanzierungstätigkeit sind 1.646 Mio. € abgeflossen. Ausschlaggebend dafür war die im April gezahlte Dividende in Höhe von 1.229 Mio. €. Die Begebung und Tilgung von Anleihen und Commercial Paper führte zu einem Nettoabfluss von 638 Mio. €. Durch die dargestellten Zahlungsströme hat sich unser Liquiditätsbestand per saldo um 1.940 Mio. € erhöht.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Dieser lag mit 2.069 Mio. € deutlich über dem Vergleichswert für 2012 (-151 Mio. €).

Nettoschulden auf 30,8 Mrd. € verringert

Unsere Nettoschulden beliefen sich zum 30. September 2013 auf 30,8 Mrd. €. Seit Ende 2012 sind sie um 2,2 Mrd. € gesunken. Neben dem hohen Free Cash Flow haben dazu insbesondere unsere Einnahmen aus dem Verkauf von Beteiligungen und Anlagevermögen in Gesamthöhe von 1,8 Mrd. € beigetragen. Gegenläufig wirkte die Dividendenzahlung. Hinzu kamen Ausschüttungen von 0,3 Mrd. €, die an Minderheitsgesellschafter von Tochterunternehmen der RWE AG und an Hybridkapitalgeber geleistet wurden. Außerdem haben sich die in den Nettoschulden berücksichtigten Pensions-, Kernenergie- und Bergbaurückstellungen in Summe um 0,3 Mrd. € erhöht.

Nettoschulden in Mio. €	30.09.2013	31.12.2012	+/- in %
Flüssige Mittel	4.612	2.672	72,6
Wertpapiere	3.496	3.047	14,7
Sonstiges Finanzvermögen	1.510	1.892	-20,2
Finanzvermögen	9.618	7.611	26,4
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	16.906	17.748	-4,7
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.578	2.198	17,3
Finanzverbindlichkeiten	19.484	19.946	-2,3
Nettofinanzschulden	9.866	12.335	-20,0
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.890	6.856	0,5
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	-	36	-
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.325	10.201	1,2
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.916	2.874	1,5
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	787	785	0,3
Zuzüglich 50% des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	1.332	1.351	-1,4
Abzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-545	-566	3,7
Nettoschulden des RWE-Konzerns	30.784	33.015	-6,8

Bilanzstruktur: Leichter Rückgang der Eigenkapitalquote

Der RWE-Konzern wies zum 30. September 2013 eine Bilanzsumme von 86,0 Mrd. € aus. Das sind 2,2 Mrd. € weniger als zum 31. Dezember 2012. Auf der Aktivseite der Bilanz hat sich das Anlagevermögen um 2,6 Mrd. € verringert, u.a. wegen des Verkaufs von NET4GAS. Die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte sanken um 2,0 Mrd. €, während sich die flüssigen Mittel um 1,9 Mrd. € und der Wertpapierbestand um 0,5 Mrd. € erhöhten. Auf der Passivseite sind die Verbindlichkeiten um 1,8 Mrd. € zurückgegangen, die Rückstellungen dagegen um 1,0 Mrd. € gestiegen. Das Eigenkapital lag um 1,3 Mrd. € unter dem Stand zum Vorjahresende. Wesentliche Ursache dafür waren die Ausschüttungen an unsere Aktionäre und Minderheitsgesellschafter. Die Eigenkapitalquote, also der Anteil des Eigenkapitals an der Bilanzsumme, betrug 17,6%; sie fiel damit um 1,1 Prozentpunkte niedriger aus als 2012.

Konzernbilanzstruktur ¹	30.09.2013		31.12.2012	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	60.690	70,6	63.338	71,8
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	15.238	17,7	16.017	18,2
Davon: Sachanlagen	34.231	39,8	36.006	40,8
Kurzfristiges Vermögen	25.333	29,4	24.840	28,2
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte ²	14.973	17,4	16.436	18,6
Gesamt	86.023	100,0	88.178	100,0
Passiva				
Eigenkapital	15.156	17,6	16.489	18,7
Langfristige Schulden	48.159	56,0	47.445	53,8
Davon: Rückstellungen	28.461	33,1	27.991	31,7
Davon: Finanzverbindlichkeiten	16.092	18,7	15.417	17,5
Kurzfristige Schulden	22.708	26,4	24.244	27,5
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten ³	13.965	16,2	14.904	16,9
Gesamt	86.023	100,0	88.178	100,0

1 Angepasste Vorjahreswerte wegen erstmaliger Anwendung des überarbeiteten Rechnungslegungsstandards IAS 19

2 Inkl. Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

3 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

Personalstand seit Ende 2012 um 4% gesunken

Zum 30. September 2013 beschäftigte der RWE-Konzern 67.267 Mitarbeiter. Die Zahl ergibt sich durch Umrechnung in Mitarbeiteräquivalente, das heißt, Teilzeitstellen werden nur mit ihrem Anteil an einer Vollzeitstelle berücksichtigt. Gegenüber dem 31. Dezember 2012 hat sich der Personalstand um 2.941 Mitarbeiter bzw. 4% verringert. Der Stellenabbau betraf zu 75% unsere ausländischen Standorte. Er basierte u.a. auf Rationalisierungsmaßnahmen im britischen Vertriebsgeschäft und im Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa. Eine wichtige Rolle spielte auch der Verkauf von NET4GAS: Zum 31. Dezember 2012 waren rund 560 Mitarbeiter in dem Unternehmen beschäftigt gewesen.

Mitarbeiter ¹	30.09.2013	31.12.2012	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	16.752	17.583	-4,7
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	19.343	19.510	-0,9
Vertrieb Niederlande/Belgien	3.129	3.376	-7,3
Vertrieb Großbritannien	8.933	9.528	-6,2
Zentralost-/Südosteuropa	10.075	10.900	-7,6
Erneuerbare Energien	1.496	1.573	-4,9
Upstream Gas & Öl	1.430	1.375	4,0
Trading/Gas Midstream	1.544	1.457	6,0
Sonstige ²	4.565	4.906	-7,0
RWE-Konzern	67.267	70.208	-4,2
In Deutschland	39.552	40.272	-1,8
Außerhalb Deutschlands	27.715	29.936	-7,4

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Zum Bilanzstichtag entfielen davon 2.292 Mitarbeiter auf RWE IT (Ende 2012: 2.624) und 1.670 Mitarbeiter auf RWE Service (Ende 2012: 1.692).

PROGNOSEBERICHT

Konjunkturausblick für 2013: Moderates Wachstum in Deutschland und Großbritannien

Nach Expertenprognosen könnte die globale Wirtschaftsleistung 2013 um gut 2% steigen und damit fast so stark wie im Vorjahr. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der Eurozone dürfte aber insgesamt schrumpfen, weil notwendige Maßnahmen zur Konsolidierung der Staatshaushalte das Wachstum dämpfen. Etwas günstiger sind die Perspektiven für Deutschland: Nach einem Plus von 0,7% im vergangenen Jahr prognostiziert der Sachverständigenrat für 2013 immerhin noch einen Anstieg der Wirtschaftsleistung um 0,4%. Für die Niederlande wird ein Rückgang der Wirtschaftsleistung erwartet. Dagegen könnte Großbritannien ein Wachstum von über 1% erreichen. Gleiches gilt für Polen. In Ungarn dürfte das BIP geringfügig höher, in Tschechien dagegen niedriger ausfallen als 2012.

Gasnachfrage voraussichtlich höher als 2012

Unsere Prognose zum diesjährigen Energieverbrauch leitet sich aus der oben dargestellten Konjunktorentwicklung ab. Außerdem unterstellen wir, dass die Temperaturen im November und Dezember im Normalbereich liegen werden. Auf das Gesamtjahr bezogen wäre die Witterung damit in den meisten RWE-Märkten kühler als 2012. Beim Stromverbrauch prognostizieren wir für Deutschland und die Niederlande einen leichten Rückgang, für Großbritannien ein stabiles Niveau und für Polen und Ungarn einen moderaten Anstieg. Die Gasnachfrage dürfte in sämtlichen RWE-Märkten – mit Ausnahme Ungarns – witterungsbedingt über Vorjahr liegen.

Preise im deutschen Stromgroßhandel weiter unter Druck

Angesichts der bisherigen Entwicklung an den Commodity-Märkten ist davon auszugehen, dass die Preise der meisten für uns relevanten Energierohstoffe im Gesamtjahresdurchschnitt niedriger ausfallen werden als 2012. Dies gilt besonders für Steinkohle. Auch die Notierungen von CO₂-Zertifikaten unterschreiten das Vorjahresniveau deutlich. Signale für ein Ende der Baisse gibt es derzeit nicht. Dadurch und durch den fortgesetzten Ausbau der erneuerbaren Energien bleiben die Preise im Stromgroßhandel unter Druck.

Prognose für das Geschäftsjahr 2013	Ist 2012 in Mio. €	Prognose vom August 2013 ¹	Aktualisierung der Prognose
Außenumsatz	53.227	in der Größenordnung von 54 Mrd. €	-
EBITDA	9.314	in der Größenordnung von 9 Mrd. €	-
Betriebliches Ergebnis	6.416	in der Größenordnung von 5,9 Mrd. €	-
Konventionelle Stromerzeugung	3.275	deutlich unter Vorjahr	-
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.578	in der Größenordnung des Vorjahres	-
Vertrieb Niederlande/Belgien	190	deutlich über Vorjahr	-
Vertrieb Großbritannien	286	über Vorjahr	-
Zentralost-/Südosteuropa	1.052	unter Vorjahr	-
Erneuerbare Energien	183	in der Größenordnung des Vorjahres	-
Upstream Gas & Öl	685	unter Vorjahr	deutlich unter Vorjahr
Trading/Gas Midstream	-598	deutlich über Vorjahr	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.457	in der Größenordnung von 2,4 Mrd. €	-
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	5.081	in der Größenordnung von 4,5 Mrd. €	-
Nettoschulden	33.015	unter Vorjahr	-

¹ Siehe Bericht über das erste Halbjahr 2013, Seiten 28 bis 30.

Unveränderte Prognose zum Konzernergebnis 2013

Unser Ergebnisausblick für 2013 bleibt auf Konzernebene unverändert: Das EBITDA liegt damit voraussichtlich bei ca. 9 Mrd. €, das betriebliche Ergebnis bei ca. 5,9 Mrd. € und das nachhaltige Nettoergebnis bei ca. 2,4 Mrd. €. Stabil ist auch unser Ausblick zum Außenumsatz, dessen Größenordnung wir auf 54 Mrd. € veranschlagen. Auf Ebene der Unternehmensbereiche erwarten wir folgende Ergebnisentwicklung:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** Das betriebliche Ergebnis des neuen Unternehmensbereichs wird deutlich unter dem Vergleichswert für 2012 liegen. Wie bereits erwähnt, müssen wir 2013 erstmals nahezu den gesamten Bedarf an CO₂-Emissionszertifikaten durch Zukäufe decken. Ergebniseinbußen resultieren u.a. auch aus dem Abwärtstrend der Stromterminpreise in Kontinentaleuropa, der Aufstockung einer Drohverlustrückstellung für einen defizitären Strombezugsvertrag und dem Ende des Betriebs unserer Braunkohleblöcke der 150-MW-Klasse. Niedrigere Preise beim Einkauf von Steinkohle und CO₂-Emissionsrechten bringen dagegen leichte Entlastungen. Außerdem sinkt der Aufwand für die Revision unserer Kraftwerke.
- **Vertrieb/Verteilnetze Deutschland:** Hier wird das Ergebnis voraussichtlich in der Größenordnung des Vorjahres liegen. Einerseits kommen uns effizienzsteigernde Maßnahmen zugute. Andererseits entfallen die Ergebnisbeiträge von Aktivitäten, die wir im Vorjahr verkauft haben; dies betrifft insbesondere unsere Beteiligungen am Koblenzer Regionalversorger KEVAG und an den Berliner Wasserbetrieben.
- **Vertrieb Niederlande/Belgien:** Der Unternehmensbereich wird voraussichtlich deutlich über Vorjahr abschließen. Ausschlaggebend dafür sind Effizienzverbesserungen, die Auflösung von Rückstellungen, witterungsbedingt höhere Gaslieferungen an Privathaushalte und der Ausbau unserer Kundenbasis in Belgien. Gegenläufig wirken wettbewerbsbedingt niedrigere Gasmargen, ein sparsameres Verbrauchsverhalten und vorübergehende Mehrkosten durch Einführung eines neuen Kundenabrechnungssystems.
- **Vertrieb Großbritannien:** RWE npower wird trotz intensiven Wettbewerbs am britischen Energiemarkt voraussichtlich über Vorjahr abschließen. Kostensenkende Maßnahmen spielen dabei eine bedeutende Rolle. Auch das kühlere Wetter und die Akquise von Großkunden wirken sich positiv aus. Dem stehen allerdings belastende Faktoren gegenüber: So fallen die Kosten der Netznutzung höher aus als 2012. Außerdem erwarten wir Mehraufwendungen für Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Haushalten, zu denen der Staat uns verpflichtet. Mit unserer Preisanpassung vom November vergangenen Jahres (siehe Seite 19) konnten wir diese Zusatzkosten nur teilweise auffangen. Anfang Dezember 2013 wird RWE npower die Privatkundentarife daher nochmals anheben, und zwar um 9,3% für Strom und 11,1% für Gas.
- **Zentralost-/Südosteuropa:** Trotz positiver Effekte aus Währungssicherungsgeschäften wird sich das Ergebnis des Bereichs aus heutiger Sicht verringern. Hauptgrund ist der Anfang August 2013 abgeschlossene Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS. Deutliche Ertragseinbußen erwarten wir im ungarischen Strom- und Gasgeschäft. Hier müssen wir regulatorische Absenkungen der Netzentgelte und Privatkundentarife verkraften. Der polnische Stromvertrieb wird wohl an das Vorjahresergebnis anknüpfen, obwohl letzteres durch Auflösungen von Rückstellungen begünstigt war. Der Wegfall dieses Effekts dürfte u.a. durch verbesserte Marktbedingungen aufgefangen werden. Im tschechischen Gasgeschäft rechnen wir mit höheren Netz- und Vertriebsmargen.

- Erneuerbare Energien: Für RWE Innogy prognostizieren wir einen Abschluss auf Vorjahreshöhe. Positiv wird sich die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten auswirken. Voraussichtlich profitieren wir auch von einer wetterbedingt höheren Stromproduktion unserer Wasserkraftwerke. Gegenläufigen Einfluss haben die verschlechterten Förderkonditionen für erneuerbare Energien in Spanien, gesunkene Notierungen im kontinentaleuropäischen Stromgroßhandel und der Preisverfall bei Grünstromzertifikaten in Polen.
- Upstream Gas & Öl: RWE Dea wird wohl auch im Gesamtjahr niedrigere Öl- und Gaspreise realisieren als 2012, u.a. wegen Wechselkurseffekten. Die Ertragslage des Unternehmens dürfte sich daher verschlechtern. Inzwischen gehen wir sogar von einem deutlichen Ergebnisrückgang aus. Ein Grund dafür ist, dass wir aus den neuen britischen Nordseefeldern Clipper South und Breagh noch nicht so viel Gas fördern können wie geplant: Bei Clipper South ist dies u.a. auf Engpässe bei der nachgelagerten Infrastruktur zurückzuführen und bei Breagh auf Verspätungen bei der Aufnahme der Produktion. Der Ergebnisbeitrag aus dem Ausbau unserer Gasförderung bleibt daher 2013 hinter den Erwartungen zurück. Außerdem fällt der Explorationsaufwand höher aus als zunächst angenommen.
- Trading/Gas Midstream: Nach hohen Verlusten in Vorjahren erwarten wir für 2013 einen positiven Ergebnisbeitrag. Basis dafür sind die erfolgreichen Gaspreisrevisionen, allen voran das Schiedsurteil im Verfahren mit Gazprom. Darüber hinaus rechnen wir mit positiven Effekten aus unserem Effizienzsteigerungsprogramm. Allerdings wird unsere Performance im Energiehandel aus heutiger Perspektive schwächer sein als 2012.

Sachinvestitionen von 4,5 Mrd. € geplant

Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte veranschlagen wir für 2013 auf rund 4,5 Mrd. €. Ausgabenschwerpunkte sind unser kurz vor dem Abschluss stehendes Kraftwerksneubauprogramm, die Errichtung neuer Windparks, der Ausbau und die Modernisierung unserer Verteilnetze sowie die Weiterentwicklung der Upstream-Position von RWE Dea.

Verschuldungsfaktor von 3,5 erwartet

Die Nettoschulden des RWE-Konzerns dürften sich bis Ende 2013 wieder etwas erhöhen. Den Stand zum 31. Dezember 2012 (33,0 Mrd. €) werden sie aber weiterhin unterschreiten. Der Verschuldungsfaktor, also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, liegt voraussichtlich in der Größenordnung von 2012 (3,5). Wir haben uns zum Ziel gesetzt, auf mittlere Sicht eine Obergrenze von 3,0 einzuhalten. Damit wollen wir sicherstellen, dass wir auch in schwierigen Zeiten uneingeschränkten Zugang zum Kapitalmarkt haben.

RWE baut Stellen ab

Die Zahl unserer Mitarbeiter wird zum Abschluss des Geschäftsjahres voraussichtlich nahe dem Ende September erreichten Niveau liegen (67.267) – und damit niedriger ausfallen als im Vorjahr (70.208). Über die wesentlichen Gründe für die Verringerung des Personalstands informieren wir auf Seite 25 in diesem Bericht.

Zukunftsbezogene Aussagen

Dieser Bericht enthält Aussagen, die sich auf die zukünftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie wirtschaftliche und politische Entwicklungen beziehen. Solche Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, können die tatsächlichen von den erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Veränderungen der Risikosituation seit Jahresbeginn

Unsichere politische Rahmenbedingungen, sich wandelnde Marktstrukturen und schwankende Strom- und Brennstoffpreise stellen uns vor große unternehmerische Herausforderungen. Ein professionelles Risikomanagement ist heute wichtiger denn je. Risiken systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist für uns Kernelement guter Unternehmensführung. Ebenso wichtig ist es, Chancen zu identifizieren und zu nutzen.

Über den Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten, die wesentlichen Risiken und Chancen sowie unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung von Risiken informieren wir ausführlich im Geschäftsbericht 2012 auf den Seiten 88 bis 96. Seit Veröffentlichung dieser Darstellung im März 2013 haben wir auf einzelnen Gebieten eine Neueinschätzung der Risikolage vorgenommen. Ein Anlass dazu war Mitte 2013 der Schiedsspruch zur Anpassung der Preiskonditionen unseres langfristigen Gasbezugsvertrags mit Gazprom, durch den sich die Ergebnisrisiken aus diesem Kontrakt erheblich verringert haben (siehe Bericht über das erste Halbjahr 2013, Seite 10). Verschärft hat sich dagegen die Krise in der konventionellen Stromerzeugung. Wegen rückläufiger Terminpreise im kontinental-europäischen Stromhandel können viele Kraftwerke ihre Kosten nicht mehr decken. Bei weiterhin niedrigen Preisen und unverändert ungünstigen regulatorischen Rahmenbedingungen besteht das Risiko, dass wir über die bisherigen Wertberichtigungen hinaus weitere Abschreibungen vornehmen müssen. Dies betrifft neben Erzeugungsanlagen auch Firmenwerte aus dem Segment Konventionelle Stromerzeugung.

Aktuelle Value-at-Risk-Kennzahlen

Risiken aus kurzfristigen Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken steuern und überwachen wir u.a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR). Der VaR gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit und in einem gegebenen Zeithorizont nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt grundsätzlich ein Konfidenzniveau von 95% zugrunde; für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das bedeutet, dass der Tagesverlust den VaR mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht überschreitet.

Zentrale Steuerungsgröße für die Commodity-Positionen ist der Global VaR, der sich auf das Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading bezieht und der 40 Mio. € nicht übersteigen darf. In den ersten drei Quartalen 2013 belief er sich auf durchschnittlich 8 Mio. €, gegenüber 7 Mio. € im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der maximale Tageswert betrug 14 Mio. €. Ein Jahr zuvor waren es 13 Mio. € gewesen.

Bei Zinsrisiken unterscheiden wir zwischen zwei Kategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren im RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch unsere Finanzierungskosten. Der VaR für das Kurswertisiko bei unseren Kapitalanlagen lag in den ersten drei Quartalen 2013 mit durchschnittlich 5 Mio. € auf dem Niveau von 2012. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk belief sich im Berichtszeitraum auf durchschnittlich 8 Mio. € (Vorjahreswert: 16 Mio. €).

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Hier lag der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen im Mittel bei 7 Mio. € (Vorjahreswert: 10 Mio. €). Der VaR für unsere Fremdwährungsposition betrug – wie 2012 – weniger als 1 Mio. €.

KONZERNABSCHLUSS (VERKÜRZT)

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Jul – Sep 2013	Jul – Sep 2012	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	11.359	11.268	39.886	38.358
Erdgas-/Stromsteuer	-431	-386	-1.913	-1.715
Umsatzerlöse	10.928	10.882	37.973	36.643
Materialaufwand	-8.207	-7.649	-26.355	-24.999
Personalaufwand	-1.242	-1.304	-3.866	-3.934
Abschreibungen	-1.154	-815	-3.461	-2.484
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-456	-415	-1.396	-1.248
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	-131	699	2.895	3.978
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	110	139	326	270
Übriges Beteiligungsergebnis	40	17	-122	107
Finanzerträge	154	41	543	356
Finanzaufwendungen	-620	-623	-1.940	-1.795
Ergebnis vor Steuern	-447	273	1.702	2.916
Ertragsteuern	139	104	-812	-775
Ergebnis	-308	377	890	2.141
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	36	55	204	192
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	26	26	77	69
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	-370	296	609	1.880
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	-0,60	0,48	0,99	3,06

Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen¹

in Mio. €	Jul – Sep 2013	Jul – Sep 2012	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012
Ergebnis	-308	377	890	2.141
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	82	-622	-16	-2.150
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen			-3	
Erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	82	-622	-19	-2.150
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-32	159	-348	381
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	23	61	18	86
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-56	-210	-361	-84
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	2	5	39	-11
Erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-63	15	-652	372
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	19	-607	-671	-1.778
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	-289	-230	219	363
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	(-349)	(-319)	(-17)	(105)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend	(26)	(26)	(77)	(69)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	(34)	(63)	(159)	(189)

¹ Beträge nach Steuern

Bilanz¹

Aktiva in Mio. €	30.09.2013	31.12.2012
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	15.238	16.017
Sachanlagen	34.231	36.006
Investment Property	105	111
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.664	3.625
Übrige Finanzanlagen	863	959
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	3.093	3.040
Latente Steuern	3.496	3.580
	60.690	63.338
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	2.678	3.128
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	7.749	8.033
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	7.224	8.403
Wertpapiere	3.070	2.604
Flüssige Mittel	4.612	2.672
	25.333	24.840
	86.023	88.178
Passiva in Mio. €	30.09.2013	31.12.2012
Eigenkapital		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	10.871	12.171
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	2.664	2.702
Anteile anderer Gesellschafter	1.621	1.616
	15.156	16.489
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	28.461	27.991
Finanzverbindlichkeiten	16.092	15.417
Übrige Verbindlichkeiten	2.274	2.714
Latente Steuern	1.332	1.323
	48.159	47.445
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	5.351	4.811
Finanzverbindlichkeiten	3.392	4.529
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	6.069	7.315
Übrige Verbindlichkeiten	7.896	7.589
	22.708	24.244
	86.023	88.178

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

Kapitalflussrechnung

in Mio. €	Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012
Ergebnis	890	2.141
Abschreibungen/Zuschreibungen	3.464	2.582
Veränderung der Rückstellungen	859	-495
Latente Steuern/Zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	-325	-930
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	118	-58
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.006	3.240
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-2.993	-3.755
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	1.822	496
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	-238	1.149
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit¹	-1.409	-2.110
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-1.646	-1.518²
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	1.951	-388
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-11	23
Veränderung der flüssigen Mittel	1.940	-365
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	2.672	2.009
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	4.612	1.644

1 In den ersten drei Quartalen 2012 nach Dotierung Contractual Trust Arrangement (282 Mio. €)

2 Umfasst gemäß IFRS die Aufnahme von als Eigenkapital zu klassifizierendem Hybridkapital (892 Mio. €)

Veränderung des Eigenkapitals¹

in Mio. €	Gezeichnetes Kapital und Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Eigene Aktien	Accumulated Other Comprehensive Income	Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
Stand: 01.01.2012	3.959	10.804	-24	-711	14.028	1.759	1.347	17.134
Kapitalein-/rückzahlung						892	-11	881
Dividendenzahlungen		-1.229			-1.229	-81	-182	-1.492
Ergebnis		1.880			1.880	69	192	2.141
Other Comprehensive Income		-2.067		292	-1.775		-3	-1.778
Total Comprehensive Income		-187		292	105	69	189	363
Übrige Veränderungen						26	204	230
Stand: 30.09.2012	3.959	9.388	-24	-419	12.904	2.665	1.547	17.116
Stand: 01.01.2013	3.959	8.713		-501	12.171	2.702	1.616	16.489
Kapitalrückzahlung							-157	-157
Dividendenzahlungen		-1.229			-1.229	-145	-170	-1.544
Ergebnis		609			609	77	204	890
Other Comprehensive Income		-5		-621	-626		-45	-671
Total Comprehensive Income		604		-621	-17	77	159	219
Übrige Veränderungen		-54			-54	30	173	149
Stand: 30.09.2013	3.959	8.034		-1.122	10.871	2.664	1.621	15.156

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

ANHANG

Rechnungslegungsmethoden

Die RWE AG mit Sitz am Opernplatz 1 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“).

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. September 2013 ist am 12. November 2013 zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses zum 30. September 2013 ein gegenüber dem Konzernabschluss verkürzter Berichtsumfang gewählt. Im Konzernzwischenbericht werden – mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen Änderungen und Neuregelungen – die gleichen

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden angewendet wie im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2012. Für weitere Informationen verweisen wir auf den Konzerngeschäftsbericht 2012, der die Basis für den vorliegenden Zwischenbericht darstellt. Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht sind weder geprüft noch einer prüferischen Durchsicht unterzogen worden.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie und für bergbaubedingte Rückstellungen wird ein Abzinsungsfaktor von 5,0% (31.12.2012: 5,0%) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden in Deutschland mit 3,5% und im Ausland mit 4,3% abgezinst (31.12.2012: 3,5% bzw. 4,2%).

Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie neue IFRS und eine neue Interpretation verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2013 verpflichtend anzuwenden sind:

IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“ (2011)

definiert allgemeine Maßstäbe für die Bewertung mit dem beizulegenden Zeitwert (Fair Value). Außerdem erweitert der Standard die Pflichtangaben zu Fair-Value-Bewertungen im Anhang. Dies betrifft in Teilen auch die Zwischenberichterstattung gem. IAS 34.

„Darstellung von Posten des sonstigen Ergebnisses“

(Änderung des IAS 1, 2011) betrifft die Darstellung der in der Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen enthaltenen Posten. Diese müssen nunmehr in zwei Kategorien unterteilt werden, und zwar je nachdem, ob die Posten zukünftig über die Gewinn- und Verlustrechnung gebucht werden („Recycling“) oder ohne Erfolgswirkung im Eigenkapital verbleiben.

Änderungen an IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ (2011)

führen zum Wegfall von Wahlrechten zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste. Neu geregelt wird auch die Art der Berücksichtigung erwarteter Planrenditen. Zudem erfolgt eine Änderung der Definition für Leistungen aufgrund der Beendigung von Arbeitsverhältnissen und werden die Angabepflichten im Anhang erweitert. Die Abschaffung der Wahlrechte hat keine Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss, da wir versicherungsmathematische Gewinne und Verluste schon bisher direkt im Eigenkapital erfasst haben. Aus der Neuregelung der Erfassung der Erträge des Planvermögens erwarten wir eine Reduzierung der erwarteten Planrenditen für das Geschäftsjahr 2013 um 95 Mio. €. Infolge der geänderten Definition der Leistungen aufgrund der Beendigung von Arbeitsverhältnissen stellen im Rahmen von Altersteilzeitvereinbarungen zugesagte Aufstockungsbeträge nunmehr ratierlich anzusammelnde andere

langfristige Leistungen an Arbeitnehmer dar. Aus der rückwirkenden Erstanwendung ergeben sich die folgenden Auswirkungen auf die Posten der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2012 und zum 1. Januar 2012:

in Mio. €	31.12.2012	01.01.2012
Latente Steuern	-24	-24
Eigenkapital	52	52
Rückstellungen	-76	-76

Die zusätzlichen Angabepflichten aus den Änderungen an IAS 19 wird der Abschluss zum 31.12.2013 enthalten.

Änderungen an IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (2011)

umfassen die Einführung von Anhangangaben zur Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten. Die Darstellung der Angaben erfolgt im Abschnitt „Berichterstattung zu Finanzinstrumenten“.

Die nachfolgenden für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2013 verpflichtend anzuwendenden Änderungen an Standards sowie Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss:

- Jährliche Verbesserungen an den International Financial Reporting Standards, Zyklus 2009–2011 (2012)
- Änderungen des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (2012): Darlehen der öffentlichen Hand
- IFRIC-Interpretation 20 „Abraumkosten in der Produktionsphase eines Tagebauwerks“ (2012)
- Änderungen des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (2010): Ausgeprägte Hochinflation und Beseitigung der festen Zeitpunkte für Erstanwender
- Änderungen des IAS 12 „Ertragsteuern“ (2010): Latente Steuern: Realisierung zugrunde liegender Vermögenswerte

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die die RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht. Wesentliche assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Die Veränderungen des Konsolidierungskreises in den ersten drei Quartalen 2013 betreffen elf erstmals konsolidierte Gesellschaften, davon vier im Segment Zentralost-/Südosteuropa und zwei im Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland. Fünf ehemals vollkonsolidierte Unternehmen, davon jeweils zwei in den Segmenten Konventionelle Stromerzeugung und Erneuerbare Energien, sind aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden. Neun Gesellschaften wurden verschmolzen, davon vier im Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland.

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

	30.09.2013	31.12.2012
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	363	366
Anzahl der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	108	113

Veräußerungen

RWE hat im März 2013 einen Vertrag über den Verkauf von 100 % ihrer Anteile an der NET4GAS, dem unabhängigen Gastransportnetzbetreiber in der Tschechischen Republik, an ein Konsortium bestehend aus Allianz und Borealis Infrastructure für rund 1,6 Mrd. € unterzeichnet. Nach Erhalt noch ausstehender Genehmigungen der zuständigen Behörden konnte der Verkauf im August 2013 abgeschlossen werden. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 236 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Die Gesellschaft war dem Segment Zentralost-/Südosteuropa zugeordnet.

Umsatzerlöse

Erlöse aus Energiehandelsaktivitäten werden netto, d.h. mit der realisierten Rohmarge als Umsatz ausgewiesen.

Außerplanmäßige Abschreibungen

In den ersten drei Quartalen 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf den niederländischen Kraftwerkspark des Segments Konventionelle Stromerzeugung in Höhe von 808 Mio. €, auf einen deutschen Offshore-Windpark des Segments Erneuerbare Energien in Höhe von 260 Mio. € sowie auf Gasspeicher des Segments Vertrieb/Verteilnetze Deutschland

Am 22. Februar 2013 hat RWE ihren 80 %-Anteil an der Gocher Bioenergie GmbH für 30 Mio. € veräußert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 2 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Die Gesellschaft war dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet.

Mit gleichem Datum hat RWE ihren 51 %-Anteil an der BEB Bio Energie Baden GmbH für 23 Mio. € veräußert. Der Entkonsolidierungsverlust betrug 0,1 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ ausgewiesen. Die Gesellschaft war dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet.

Am 22. März 2013 hat RWE einen 49,9 %-Anteil an der Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon, Großbritannien, für 115 Mio. £ veräußert. RWE beherrscht die einen Offshore-Windpark vor der walisischen Küste betreibende Gesellschaft weiterhin. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 17 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 118 Mio. €.

Mit gleichem Datum hat RWE einen 41 %-Anteil an der Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon, Großbritannien, für 51 Mio. £ veräußert. RWE beherrscht die einen Onshore-Windpark in der Grafschaft Kent im Südosten Englands betreibende Gesellschaft weiterhin. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 32 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 27 Mio. €.

Am 19. September 2013 hat RWE die dem Segment Trading/ Gas Midstream zugeordnete at-Equity-bilanzierte Beteiligung an Excelerate Energy, The Woodlands, USA, veräußert.

Im Rahmen von Unternehmenstransaktionen wurden Kaufpreise in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 51 Mio. €) und Verkaufspreise in Höhe von 1.078 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 157 Mio. €) erzielt; sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

in Höhe von 216 Mio. € vorgenommen, im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen. Die Wertermittlung der beizulegenden Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten erfolgte mithilfe von Unternehmensbewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen sowie von Diskontierungssätzen in einer Bandbreite zwischen 4,5 % und 6,75 %.

Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2012 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet.

Im Rahmen des Long-Term Incentive Plan für Führungskräfte („Beat 2010“) wurde im ersten Quartal 2013 eine weitere Tranche begeben.

Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 18. April 2013 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2012 in Höhe von 2,00 € (Geschäftsjahr 2011: 2,00 €) je dividendenberechtigter

Stückaktie auszuschütten. Die Ausschüttung betrug insgesamt 1.229 Mio. €.

Finanzverbindlichkeiten

Im Januar 2013 hat die RWE Finance B.V. eine Anleihe über 750 Mio. € mit einem Kupon von 1,875% p.a. begeben. Die Anleihe hat eine Laufzeit bis Januar 2020.

Im Februar und September 2013 wurde eine im Oktober 2012 durch die RWE AG begebene Anleihe über 270 Mio. € mit einem Kupon von 3,5% p.a. und einer Laufzeit bis Oktober 2037 um 105 Mio. € bzw. 64 Mio. € aufgestockt.

Im Februar 2013 platzierte die RWE AG eine Anleihe über 150 Mio. € mit 30-jähriger Laufzeit und einem Kupon von 3,55% p.a.

Im April 2013 begab die RWE AG eine Anleihe über 50 Mio. US\$ mit einer Laufzeit bis April 2033 und einem Kupon von 3,8% p.a.

Ergebnis je Aktie

		Jan – Sep 2013	Jan – Sep 2012
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	609	1.880
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.447
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	0,99	3,06

Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen gelten im RWE-Konzern als nahestehende Unternehmen. Die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte führten in den ersten drei Quartalen 2013 zu Erträgen in Höhe von 3.043 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 2.909 Mio. €) und Aufwendungen in Höhe von 2.294 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 1.838 Mio. €). Zum 30. September 2013 betragen die Forderungen 1.292 Mio. € (31.12.2012: 1.639 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 188 Mio. € (31.12.2012: 234 Mio. €). Alle Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden und unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Liefer- und Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmen. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 5.915 Mio. € (31.12.2012: 6.480 Mio. €).

Darüber hinaus galten bis zum 30.06.2012 auch Unternehmen, bei denen der damalige Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Dr. Jürgen Großmann, Gesellschafter ist, als nahestehende Unternehmen des RWE-Konzerns. Hierbei handelt es sich um die Unternehmensgruppen der Georgsmarienhütte Holding GmbH und der RGM Holding GmbH. RWE-Konzernunternehmen hatten für diese Gesellschaften im ersten Halbjahr 2012 Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4,2 Mio. € erbracht und von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 1,7 Mio. € erhalten. Sämtliche Geschäfte waren zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterschieden sich nicht von denen mit anderen Unternehmen.

Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Finanzinstrumente lassen sich danach unterscheiden, ob sie originär oder derivativ sind. Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die übrigen Finanzanlagen, die Forderungen, die kurzfristigen Wertpapiere und die flüssigen Mittel. Die Finanzinstrumente der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ sind mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, die übrigen originären finanziellen Vermögenswerte mit den fortgeführten Anschaffungskosten. Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten. Die beizulegenden Zeitwerte ergeben sich aus den Börsenkursen oder werden mit anerkannten Bewertungsmethoden ermittelt.

Bei den derivativen Finanzinstrumenten werden für die Bewertung von Commodity-Derivaten Notierungen an aktiven Märkten (z. B. Börsenkurse) herangezogen. Liegen keine Notierungen vor, etwa weil der Markt nicht hinreichend liquide ist, werden die beizulegenden Zeitwerte auf der Grundlage anerkannter Bewertungsmodelle ermittelt. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Die Ermittlung energiewirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Annahmen erfolgt in einem umfangreichen Prozess und unter Einbezug interner und externer Experten durch ein unabhängiges Team im Bereich Konzernstrategie der RWE AG. Die Annahmen werden innerhalb des Konzerns in einem Lenkungsausschuss mit den operativen Tochterunternehmen abgestimmt und vom Vorstand als verbindliche Planungsdaten beschlossen.

Commodity-Forwards, -Futures, -Optionen und -Swaps werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IAS 39 fallen – grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten am Bilanzstichtag bilanziert. Börsengehandelte Produkte werden mit den veröffentlichten Schlusskursen der jeweiligen Börsen bewertet. Nicht börsengehandelte Produkte werden anhand von öffentlich zugänglichen Broker-Quotierungen bewertet oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Die beizulegenden Zeitwerte bestimmter langfristiger Bezugs- oder Absatzverträge werden – sofern keine Marktdaten vorliegen – mithilfe anerkannter Bewertungsmodelle berechnet, für die interne Daten herangezogen werden.

Terminkäufe und -verkäufe von Aktien börsennotierter Gesellschaften werden mit den – um die jeweiligen Zeitkomponenten bereinigten – Börsenkursen der jeweiligen Aktien bewertet.

Bei derivativen Finanzinstrumenten, die wir zur Absicherung von Zinsrisiken einsetzen, werden die künftigen Zahlungsströme mithilfe aktueller restlaufzeitkongruenter Marktzinssätze abgezinst, um den beizulegenden Zeitwert der Sicherungsinstrumente am Bilanzstichtag zu ermitteln.

Der beizulegende Zeitwert von Finanzinstrumenten, die in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfasst sind, entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Schuld- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Im Rahmen der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte wird auch das Kontrahentenausfallrisiko berücksichtigt. Bei derivativen Finanzinstrumenten findet die Bestimmung des Kontrahentenausfallrisikos auf Basis der Nettorisikoposition des RWE-Konzerns gegenüber einzelnen Kontrahenten statt. Für einige derivative Finanzinstrumente mit negativen Marktwerten bestehen untrennbare Kreditsicherheiten, die bei der Bewertung zum beizulegenden Zeitwert berücksichtigt werden.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei Anleihen, Commercial Paper, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstigen Finanzverbindlichkeiten: Ihr Buchwert belief sich auf 19.485 Mio. € (31.12.2012: 19.946 Mio. €), der beizulegende Zeitwert auf 21.167 Mio. € (31.12.2012: 22.293 Mio. €).

Die folgende Übersicht stellt die Einordnung aller zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente in die durch IFRS 13 vorgegebene Fair-Value-Hierarchie dar. Die einzelnen Stufen der Fair-Value-Hierarchie sind gemäß IFRS 13 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen von identischen Finanzinstrumenten, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben
- Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um Preise der Stufe 1 handelt, die sich aber für das Finanzinstrument entweder direkt (d.h. als Preis) oder indirekt (d.h. in Ableitung von Preisen) beobachten lassen
- Stufe 3: Bewertung mithilfe von Faktoren, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
	30.09.2013				31.12.2012			
Übrige Finanzanlagen	863	107	375	381	959	119	398	442
Derivate (aktiv)	4.194		4.084	110	4.568		4.331	237
Wertpapiere	3.070	1.681	1.389		2.604	1.609	995	
Derivate (passiv)	3.418		3.407	11	3.761		3.586	175

Aufgrund von zunehmenden Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden in den ersten drei Quartalen 2013 finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert in Höhe von 2 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 1 zum Ende der Berichtsperiode umgegliedert. Zudem wurden aufgrund des Entfalls von Input-

faktoren bei der Bewertung von Stufe 3-Finanzinstrumenten, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen, 50 Mio. € Derivate (passiv) von Stufe 3 nach Stufe 2 zum Ende der Berichtsperiode umgegliedert.

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2013 in Mio. €	Stand 01.01.2013	Änderungen des Konsolidierungs- kreises, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand 30.09.2013
			erfolgswirksam	zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen	442	-41	-2	-18	381
Derivate (aktiv)	237		-35	-92	110
Derivate (passiv)	175	-50	-90	-24	11

Die erfolgswirksam erfassten Gewinne und Verluste von Finanzinstrumenten der Stufe 3 entfallen auf folgende Posten der Gewinn- und Verlustrechnung:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste in Mio. €	Jan – Sep 2013	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
Umsatzerlöse	79	79
Materialaufwand	-23	-23
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	7	7
Beteiligungsergebnis	-10	-7
	53	56

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Rohstoff- und Strombezugsverträge, die auch Handelsperioden betreffen, für die noch keine aktiven Märkte bestehen. Dies betrifft insbesondere langfristige ölpreisgebundene Gasbezugsverträge, deren Bewertung von der zukünftigen Entwicklung

der Großhandelsmarktpreise für Gas und Öl abhängt. Bei steigenden Gas- bzw. sinkenden Ölpreisen steigt c.p. der Marktwert entsprechender Verträge. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 18 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 16 Mio. € führen.

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen:

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 30.09.2013 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivate (aktiv)	3.567	-2.983	584		-474	110
Derivate (passiv)	4.029	-3.633	396	-52	-293	51

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2012 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivate (aktiv)	3.064	-2.401	663		-453	210
Derivate (passiv)	3.305	-2.665	640	-53	-526	61

Die zugehörigen nicht saldierten Beträge umfassen für außerbörsliche Transaktionen erhaltene und geleistete Barsicherheiten sowie im Rahmen von Börsengeschäften im Voraus zu erbringende Sicherheitsleistungen, die auch in Form sicherheitsübereigneter Wertpapiere erbracht werden.

Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

FINANZKALENDER 2014

4. März 2014	Bericht über das Geschäftsjahr 2013
16. April 2014	Hauptversammlung
17. April 2014	Dividendenzahlung
14. Mai 2014	Zwischenbericht über das erste Quartal 2014
14. August 2014	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2014
13. November 2014	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2014

Der vorliegende Bericht ist am 14. November 2013 veröffentlicht worden.

Die Hauptversammlung und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.

RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

T +49 201 12-00
F +49 201 12-15199
I www.rwe.com

Investor Relations

T +49 201 12-15025
F +49 201 12-15033
E invest@rwe.com

