

# Management report

## Legal framework

### International climate policy

The main objective of the United Nations Climate Change Conference which took place in Mexico at the end of 2009 was to conclude a legal follow-up agreement for the Kyoto Protocol which expires in 2012 following the failed attempt in Copenhagen. However, a consensus could only be reached on a minimum target, namely to maintain the Kyoto Protocol until 2012. A follow-up treaty did not materialise. Nevertheless, the countries participating in the conference did agree on the following objectives: they committed themselves to limiting global warming to two degrees Celsius in comparison to the pre-industrial level. The industrialised nations acknowledged the voluntary pledges relating to CO<sub>2</sub> emission reduction targets, which were agreed upon at the climate conference in Copenhagen in 2009. Accordingly, they will reduce greenhouse gas emissions by 25% to 40% by the year 2020 compared to 1990. During the next three years an annual emergency assistance package of USD 10 billion will flow into a United Nations fund designed to support countries which are particularly impacted by climate change. By 2020 the financial resources should be increased to a total of USD 100 billion for the benefit of developing countries, without any corresponding decreases in conventional development aid. The funds, which can be raised from either private or public sector sources, will flow into a newly-established "Green Climate Fund", which will be administered by the United Nations. Moreover, a forest protection programme entitled Reducing Emissions from Deforestation and Degradation (REDD) was created.

The next United Nations Climate Change Conference will be held from November 28<sup>th</sup> to December 9<sup>th</sup>, 2011 in Durban, South Africa. The goal of the European Union is to conclude a comprehensive and legally binding climate protection treaty for the period after 2012, which will limit the average global temperature to two degrees Celsius above the pre-industrial level.

### European energy policy

On November 10<sup>th</sup>, 2010, the EU Commission presented its new strategy for competitive, sustainable and secure energy, which was in line with the energy policy objectives "Europe 2020" previously approved by the European Council in June 2010. The five energy-related priorities for the next ten years were defined:

- Realisation of energy savings with a focus on the two sectors with the biggest potential, i.e. transportation and buildings;
- Establishment of an integrated European-wide energy market;
- Competitive prices and secure supply based on energy infrastructure investments which should amount to some EUR 1 trillion;
- Promotion of technological leadership;
- Effective negotiations with international partners and third countries.

The strategy was discussed and approved by the European heads of state and government at the first EU Energy Summit held in February 2011. The EU Commission was authorized to develop specific legislative initiatives and proposals over the next 18 months.

The EU had previously set a target of increasing the energy efficiency of its member states by 20% by the year 2020. From the EU Commission's point of view, it is likely that the EU will fall short of achieving this objective unless it implements additional measures. For this reason, it presented its new energy efficiency plan in March 2011. This defined further measures which are designed to lead to a reduction in energy consumption, focusing on the two fields of buildings and industry which together account for close to 70% of the EU's primary energy consumption. In order to realize these energy savings, the EU Commission envisions appropriate financing aid both on an EU and national level. To further specify its intentions, the EU Commission finally presented the draft of a new EU Energy Efficiency Directive COM(2011) 370 on June 22<sup>nd</sup>, 2011. One of the crucial points contained in this proposed guideline is the commitment on the part of energy companies to carry out energy efficiency measures.

Shortly after the end of the period under review, on October 19<sup>th</sup>, 2011, the EU Commission presented its proposal for guidelines to design the new trans-European energy networks, the so-called EU Infrastructure Package 2020/30. With

this package of measures the priority will be on identifying and providing support to network expansion projects in the members states, which should comprise a secure EU-wide energy network and storage capacities. The EU Commission identified twelve international transport routes for electricity, natural gas, crude oil and CO<sub>2</sub> deliveries.

### Energy policy environment in Austria

The Austrian Parliament passed important laws on the complete implementation of the EU's Third Internal Energy Package between October 2010 and September 2011.

On December 1<sup>st</sup>, 2010, the Austrian Electricity Management and Organisation Act (EIWOG 2010) and the Austrian Energy Regulatory Authorities Act (E-Control) were passed. The focal points of EIWOG 2010 were the unbundling of transmission system operators as well as the clear embedding of the public interest in a secure energy supply in Austria. Thus the related licensing and approval procedures will be given the same priority as environmental protection and other issues of public interest. The Federal Province of Lower Austria already passed the required implementing law in the electricity sector. In the light of the restructuring of the public supervisory body, support was given to the independence of the regulatory authority E-Control as the guarantee for competition, control and consumer protection.

On July 7<sup>th</sup>, 2011, the Austrian Parliament passed the Green Electricity Act: The annual subsidies for new eco-electricity projects (wind, biomass/biogas and photovoltaics) was increased from the current level of EUR 21.0m to EUR 50.0m, and the entire funding up until the year 2015 from EUR 350.0m at present to EUR 550.0m. Funding for new projects will be reduced each year by EUR 1.0m and thus by 2021 to EUR 40.0m. A total of EUR 11.5m was made available for new wind power projects, along with EUR 10.0m for biomass and biogas projects, EUR 8.0m for photovoltaics and EUR 1.5m for small hydropower plant projects. EUR 19.0m per year will be distributed on a flexible basis. Furthermore, a one-off sum of EUR 110.0m will be spent on the complete implementation of the existing waiting list. With these funds the operators of green electricity facilities will be supported for a period of at least 13 years with guaranteed feed-in tariffs, in which case the investment and financing costs of the new plants will be covered, ensuring a minimum yield of 6.0%.

These measures are designed to increase the share of renewable energies as a percentage of total electricity consumption from 68% at the present time to 85% by the year 2020. This corresponds to an expanded capacity of 11 TWh, thus supplying about one-fifth of the annual electricity needs of end customers amounting to close to 55 TWh. Wind power capacities in this period are likely to triple from 1,000 MW to 3,000 MW, and those of photovoltaic facilities to increase from 100 MW to 1,200 MW. Moreover, it was decided that Austria's electricity imports from nuclear power plants will have to be compensated by green electricity by no later than 2015. This amendment and the further expansion of hydropower will make additional capacities of about 5 TWh available starting in 2015, which will significantly surpass the average volume of 3.3 TWh annually in electricity generated by nuclear power which Austria imports. However, connecting these additional capacities to the power grid will comprise a major challenge for network operators.

On October 19<sup>th</sup>, 2011, the Gas Management Act (GWG) was passed by the Austrian Parliament, and thus implementing the entire EU's Third Internal Energy Package. The amendment strengthens the rights of households and commercial firms, increases the reliability and security of the energy supply due to optimal conditions for investments and creates the legal basis for the introduction of smart meters. In order to promote competition a central aim of this law is the unbundling of the transmission system operators from the other activities of a vertically integrated natural gas company. In the future, these transmission system operators have the choice of four unbundling models: a proprietary unbundling, the independent system operator, the independent transmission operator and a mixed form comprised of the second and third model. Quality assurance and the expansion of gas networks will be ensured on the basis of a system user fee, which provides an appropriate remuneration for maintaining the infrastructure and enables new investments in the gas network. The new market model as well as the conversion of tariffs should take place by January 1<sup>st</sup>, 2013.

With the context of the National Allocation Plan II (2008–2012), EVN was granted CO<sub>2</sub> emission certificates totalling 1.58 million tons per annum at no charge based on its historical level of emissions. The shortfall relative to its long-term requirements is 0.5 to 0.8 million tons. EVN engages in emission certificate trading as part of its portfolio and risk management in order to be able to cover its CO<sub>2</sub> emission requirements or in order to sell unused emission certificates. (For details on certificates purchased in the 2010/11 financial year, see Consolidated Notes, note 50. **Cost of materials and services**, page 97.)

In October 2011 the Emission Certificate Act (EZG 2011) was passed. The EZG 2011 is designed to transpose the EU Emissions Trading Directive into national law and regulate emission trading in the period 2013–2020. The most important changes in the new emission trading regime as of 2013 are as follows:

- Rules of the emissions trading system will be harmonised in the EU and no longer defined on a national level (end of national allocation plans);
- Reduction of emissions by at least 21% by the year 2020; this figure should be achieved with the help of a linear reduction approach based on 2010 levels;
- As of 2013 the auctioning of certificates will become a basic principle underlying emissions trading. In particular, electricity producers will already have to purchase 100% of their required certificates by auction as of 2013. The exception is the decoupling of heat;
- Certificates will continue to be granted free of charge to energy-intensive companies which are in danger of relocating outside of the EU;
- Expansion of the validity of the EZG to other sectors (i.e. flight traffic and potentially also shipping) and gases in accordance with the stipulations of Emissions Trading Directive.

Unified four- and five-year incentive systems, respectively, were introduced for electricity networks at the start of 2006 and natural gas networks at the start of 2008. They are designed to provide compensation for inflation, adjusted by the general productivity gains expected from all Austrian network operators and efficiency gains specific to each company. EVN is one of the most efficient providers within the underlying benchmarking system and expects its revenues from electricity and natural gas to remain stable during both regulatory periods. The most important regulations governing the second regulatory period for electricity networks (2010–2013) were enacted at the end of 2009. The main changes comprised the updating of the weighted average cost of capital (WACC), which rose from 6.040% to 7.025%; the recognition of investments made during the given regulatory period; as well as the transfer of 50% of the efficiency gains to end customers at the close of the regulatory period. On the basis of the absorbed cost system, EVN launched the construction of the southern portion (“Südschiene”) of its natural gas transport pipeline in 2009 and the western portion (“Westschiene”) in 2011, which are designed to boost the reliability of energy supplies in Lower Austria and beyond the borders of the federal province. In September 2011 the 120 km long “Südschiene” was put into operation. The “Westschiene” with a length of 150 km will be finished in 2013.

## Legal framework in South Eastern Europe

### Bulgaria

As prescribed by EU directives on the domestic electricity and natural gas markets, the unbundling of network operators and electricity suppliers was implemented in national corporate law in Bulgaria effective January 1<sup>st</sup>, 2007. The subsidiary EVN EP is responsible for network operations whereas EVN EC is responsible for electricity distribution and marketing.

In May 2011 the Bulgarian Parliament passed the Energy Strategy 2020. In addition to maintaining a secure and reliable energy supply, increasing energy efficiency, protecting end customers and developing a liberalised energy market, the focus is on increasing renewable energy capacities. By 2020 the share of electricity generated by renewable energy sources should rise from 9.4% in 2005 to 16%. Furthermore, the new Green Electricity Act was adopted. The regulatory authority will set maximum limits for linking new capacities from renewable energy sources to the power grid, and define feed-in tariffs for the duration of the electricity supply contracts. An amendment to this energy law is expected by the end of 2011, in which case Bulgaria will also have implemented the the EU’s Third Liberalisation Package.

The electricity market in Bulgaria has been fully deregulated since 2007 as prescribed by the country’s energy law. However, a competitive market has not existed up until now. With the exception of a few major industrial customers, all electricity provided to end customers is still being supplied by the national utility company NEK, the central public upstream supplier, via the three regional network operators and electricity providers (CEZ, E.ON and EVN). Long-term procurement contracts between the electricity producers and the national utility company NEK as well as the energy volumes assigned by the regulatory authority, the State Energy and Water Regulatory Commission, to the regional electricity providers to maintain a secure energy supply are in contrast to the targeted goal of a deregulated market. In the year 2010 the share of electricity trading on the free market in Bulgaria was 27.1%. Only 18% of the electricity volumes consumed in Bulgaria were actually sold at market prices.

The Bulgarian regulatory authority has fixed all prices for provider functions (generation, transmission, system operator, distribution network and providers). The provider functions generation, transmission and system operators are all carried

out by the national utility company NEK and its subsidiary, the system operator EAD. The regulated energy prices are lower than the prevailing market prices on European electricity exchanges so that customers have yet to obtain any cost savings based on the changeover to a free market, which also contributes to the actual low level of deregulation.

After the first three-year regulatory period, the new five-year regulatory period took effect on July 1<sup>st</sup>, 2008. Price adjustments for all energy supply functions and changes in the pricing components of electricity prices take place on an annual basis in line with the legally stipulated unbundling. Network tariffs are determined on the basis of a regulation in accordance with EU standards. However, the actual annual price adjustment of network tariffs is influenced by the economic and socio-political objectives of the government.

The third pricing period of the current five-year regulatory period started on July 1<sup>st</sup>, 2010. The Bulgarian regulatory authority raised end customer prices by about 2.0% and energy procurement prices by about 8.0%, as well as the prices charged by transmission network and system operators. A surcharge for the production of electricity from brown energy was also imposed. Furthermore, a change in the energy pricing components in connection with high-voltage networks was also carried out. Since July 1<sup>st</sup>, 2010, the energy pricing component, the rates for access to the high-voltage network and the rates for transmission through the high-voltage network have been broken out and invoiced separately in all electricity purchase prices that NEK, the central public upstream supplier, charges to utility companies. This has decreased the corresponding revenue and procurement prices in EVN EC because the rate components that are related to the high-voltage network and represent pass-through items. This does not have any effect on earnings. On balance, the profitability of the regional electricity providers was under considerable pressure in the first two price periods (July 1<sup>st</sup>, 2009 to June 30<sup>th</sup>, 2011).

At the beginning of the fourth pricing period which took effect on July 1<sup>st</sup>, 2011, the end customer prices for electricity were increased by about 1.9%, whereas the prices for energy and tariffs of the transmission network operator and system operator remained at about the same level as in the prior year.

A two-year regulatory period started in the heating business effective July 1<sup>st</sup>, 2010. In the second pricing period an increase in end customer prices for heat of 6.8% was approved as of April 1<sup>st</sup>, 2011, due to a 4.8% rise in natural gas procurement prices.

Within the context of the National Allocation Plan in Bulgaria, EVN was granted free CO<sub>2</sub> emission certificates for 0.1 million tons for its facilities. EVN is a pioneer in Bulgaria as first company trading with CO<sub>2</sub> emission certificates in the country.

In February 2011 Bulgaria recovered the right to take part in European trading with CO<sub>2</sub> emission certificates. In June 2010 the right of the Bulgarian government to participate in trading had been revoked due to deficiencies in the trading process. After the shortcomings were remedied in the fall of 2010, Bulgarian companies were able to resume trading with CO<sub>2</sub> emission certificates in the spring of 2011.

### **Macedonia**

The electricity market in Macedonia is still largely regulated and organised according to the single buyer model. The state owned energy supplier ELEM and the thermal power plant TEC Negotino are responsible for power generation. MEPSO operates the state-owned transmission network and EVN Macedonia supplies end customers.

In September 2008 a new energy law took effect in Macedonia which changed the conditions under which EVN Macedonia procured energy. In its function as the national energy pool ELEM is required to provide EVN Macedonia with a certain quantity of electricity, which is calculated on customer requirements measured by the regular as well as recognised losses from the power grid. Losses from the power grid in excess of the officially recognised threshold must be sourced at unregulated market prices on the wholesale market, and the regulations expressly forbid passing on the additional costs to end customers.

On January 1<sup>st</sup>, 2009, a three year regulatory period and a regulation model took effect for the electricity market which is based on the underlying asset base, specified capital costs before taxes as well as recognised losses from the power grid. On January 1<sup>st</sup>, 2010, end customer prices were raised by about 10.0%, of which 51.0% will flow to EVN due to the increase in the network access fees for the medium and low voltage networks of EVN Macedonia.

Significant progress was made within the framework of the road map settled between the Macedonian government and EVN in the 2010/11 financial year to deal with unresolved issues. On March 30<sup>th</sup>, 2011, court proceedings pending since 2008 between the state-owned company ELEM and EVN Macedonia were ended by a settlement: Based on an advisory opinion, the two parties will equally share future proceeds from collecting customer receivables resulting from the period before the takeover by EVN. Furthermore, EVN Macedonia will pay EUR 3.0m to ELEM from customer receivables which have already been collected, and also transfer EUR 19.5m of customer debt to ELEM which has been irrecoverable up until now. In addition, the unresolved issues with respect to the investment obligations agreed upon in 2006 have been clarified.

The Macedonian Parliament adopted the new Energy Act on February 3<sup>rd</sup>, 2011, which fulfilled the demands of the Energy Community to establish a deregulated electricity market. It is designed to pursue the liberalisation of the electricity market and its integration in international electricity markets on the basis of the ratified treaties, and also promote the improvement of energy efficiency and the expansion of renewable energies. The autonomy of the regulatory authority has been strengthened, and its responsibilities have been expanded. Moreover, the law clearly prescribes the unbundling of the network operator and electricity producer. The following changes are important to EVN Macedonia; the procurement of network losses on the free market will be more transparent, and the losses from the power grid recognised by the regulatory authority will be coordinated with the company plan to reduce network losses.

On March 1<sup>st</sup>, 2011, the end customer prices for electricity in Macedonia were raised by 5.5%, of which 89.6% (4.9%) is attributed to EVN Macedonia.

## Overall business environment

GDP growth	%	2008	2009	2010	2011e	2012f
EU-27 <sup>1)</sup>		0.8	-4.1	1.7	1.6	0.2
Austria <sup>1)</sup>		2.1	-3.9	2.3	3.0	0.8-1.3 <sup>3)</sup>
Bulgaria <sup>1)</sup>		6.0	-5.5	0.2	2.0	2.0
Albania <sup>1)</sup>		6.0	3.3	3.9	3.5	3.0
Croatia <sup>1)</sup>		2.4	-6.0	-1.2	1.0	1.0
Macedonia <sup>2)</sup>		5.0	-0.9	0.7	2.0	3.0

1) Source: Raiffeisen Research "Strategie Globale Märkte 4. Quartal 2011" and "Strategie Österreich & CEE 4. Quartal 2011"

2) Source: wiw "Country Report Macedonia", July 2011

3) Source: WIFO & IHS press release from September 29<sup>th</sup>, 2011

The momentum of the global economy weakened further since the summer of 2011 after GDP of the EU-27 in the second quarter of 2011 only rose by 0.2% from the previous quarter. Consumption by private households in Europe fell by about 0.2% in the second quarter of 2011.

These early indicators and uncertainties on financial markets due to the national debt crisis point to a considerable slowdown of economic activity. The economies of the eurozone which had expanded more strongly up until now were disproportionately impacted by this development. A high level of public debt is forcing many countries to consolidate their fiscal policies. Higher interest rates on government bonds impose an additional burden on national budgets.

In the current environment any forecasts on the future overall economic development in Europe must be treated with due care. GDP growth in the EU-27 is expected to amount to 1.6% in the year 2011 and 0.2% in 2012. The Austrian economy is predicted to expand by 3.0% in 2011 and 0.8% to 1.3% for 2012.

In Bulgaria the weak demand on the part of industrial and private customers continues to slow down growth. The country's GDP is forecast to grow by 2.0% in 2011 and 2012. Declining real income and the related weak level of private consumption also have a negative effect on GDP development in Croatia, where a rise of 1.0% is anticipated for 2011. GDP growth of 1.0% is expected also for 2012.

In Albania the crises of the two most important trading partners Italy and Greece have dampened the economic upturn. GDP forecasts have been revised downwards to 3.5% and 3.0% respectively for 2011 and 2012.

Macedonia is slowly recovering from the recession of 2009, with further growth hampered by a weak infrastructure and an uncertain economic climate. GDP growth of 2.0% is anticipated for 2011, rising to 3.0% in 2012.

## Energy sector environment

		2010/11	2009/10	Change in %	2008/09
<b>Temperature-related energy demand<sup>1)</sup></b>					
	%				
Austria		101.7	105.5	-3.8	93.8
Bulgaria		86.2	81.2	4.9	102.8
Macedonia		100.8	91.3	9.5	87.5
<b>Primary energy and CO<sub>2</sub> certificates</b>					
Crude oil – Brent	EUR/bbl	75.49	57.28	31.8	42.91
Natural gas – GIMP <sup>2)</sup>	EUR/MWh	25.55	21.37	19.6	22.17
Coal – API#2 <sup>3)</sup>	EUR/t	86.95	69.49	25.1	65.23
CO <sub>2</sub> certificates (2 <sup>nd</sup> period)	EUR/t	14.76	14.23	3.7	14.50
<b>Electricity – spot market</b>					
EEX <sup>4)</sup> base load	EUR/MWh	51.55	41.28	24.9	46.20
EEX peak load	EUR/MWh	61.76	52.23	18.2	61.57
<b>Electricity – forward market<sup>5)</sup></b>					
EEX base load	EUR/MWh	50.29	48.87	2.9	66.57
EEX peak load	EUR/MWh	64.10	67.84	-5.5	93.33

1) Calculated according to the heating degree total; in Austria and Bulgaria the basis (100.0%) corresponds to the long-term average value 1997–2006, in Macedonia it corresponds to the long-term average value 1997–2009; change reported in percentage points

2) Gas Import Price (GIMP)

3) ARA notation (Amsterdam, Rotterdam, Antwerp)

4) EEX – European Energy Exchange

5) Average prices for the respective EEX quarterly forward market prices, beginning one year before the respective period under review

The business environment in the energy sector substantially influences the development of EVN's business. Whilst weather conditions have a particular impact on household energy consumption, especially the demand for natural gas and heat, industrial companies' demand for energy is contingent mainly on the development of their sales and thus on the macroeconomic environment.

Since December 2009, electricity consumption in Austria each month has surpassed the comparable figure for the previous year. This development is mainly attributable to the economic recovery and continued in 2011. In the fourth quarter of 2010 4.3% more electricity was used in Austria than in the prior-year quarter. In addition to the cold weather (-1.6 degrees Celsius), the increased consumption is primarily the result of the higher needs of industrial companies. In the first half of 2011 electricity use in Austria rose by 0.9% or 0.3 terawatt hours (TWh) to 34.4 TWh, thus coming close to the consumption before the onset of the economic crisis. The increase in overall consumption for the entire electricity supply was higher than in the public network, where consumption only climbed 0.4% or 0.1 TWh. This means that most of the added electricity use continues to be attributable to the economic development of the country.

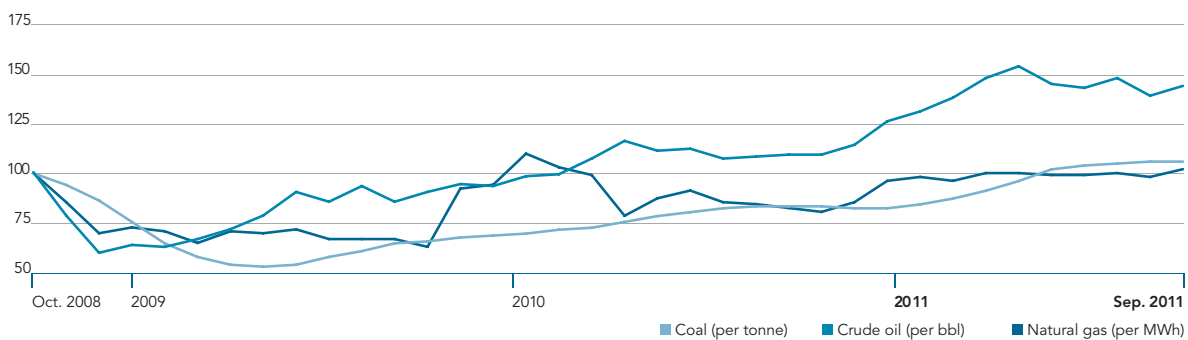
The colder weather in Austria as well as in Macedonia led to higher demand for electricity generated by EVN in the 2010/11 financial year. The temperature-driven demand for energy on the domestic market was up 1.7% on the long-term average. In Macedonia, the temperature-driven demand for energy was 0.8% above the long-term average and 10.4% higher year on year. In contrast, heating degree totals in Bulgaria were 13.8% lower than the long-term average but 6.1% higher year on year.

The positive economic development, in particular the ongoing strong demand in Asia, was the basis for a 31.8% increase (stated in euros) during the 2010/11 financial year in the price of North Sea crude oil (Brent), which is considered the benchmark for Europe. Natural gas procurement prices, which are primarily linked to the price of crude oil, climbed by 19.6% from the prior-year level, and the price of coal rose by 25.1%. The price for CO<sub>2</sub> emission certificates increased 3.7% to EUR 14.76 per ton. The discussion pertaining to a potential increase in the European CO<sub>2</sub> reduction target from 20% at present to 30% and the phasing out of nuclear energy in Germany sparked a rise in CO<sub>2</sub> prices to more than EUR 17.00 at the beginning of February 2011. The debt crisis in Europe and the further development of the global economy in the fourth quarter of the 2010/11 financial year resulted in a decrease in the price level to slightly over EUR 10.00 per ton.

Spot and forward market prices for electricity rose during the first quarter of the 2010/11 financial year and later starting in the third quarter as a consequence of the shutdown of nuclear power capacities in Germany. However, the price rise as of mid-March was dampened by the higher power generation from renewable energy sources. On balance, spot market prices for base load electricity were up by 24.9% on average from the prior-year compared to an increase of 18.2% for peak load electricity. In contrast, forward prices for base load electricity were up only 2.9% and thus slightly higher than in the previous year, whereas forward prices for peak load electricity fell by 5.5%.

### Development of primary energy prices (indexed)

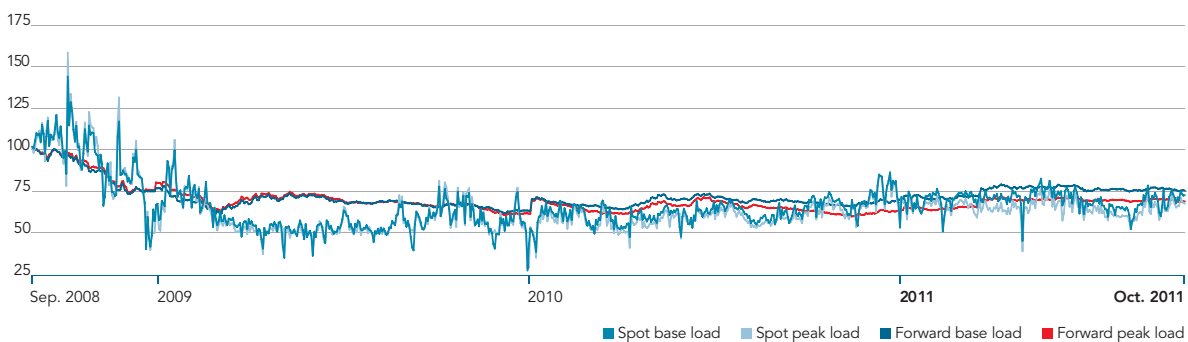
in %



EVN regularly purchases energy futures to ensure the reliability of its energy supply. The prices on futures markets thus have a material impact on EVN's earnings. Electricity prices for delivery during the 2010/11 financial year were still at a lower level when the futures contracts were made at the beginning of the fall of 2010, such that market price effects had a positive impact on the development of EVN's earnings. The long-term-oriented procurement policy pursued by EVN enables the company to maintain stable electricity prices since November 1<sup>st</sup>, 2008 despite the high volatility on international energy markets. Following reductions for natural gas prices sold to end customers in January, March and December 2009, an increase in the gas prices to end customers was economically unavoidable due to the natural gas procurement price, which is tied to the price of crude oil.

### Development of electricity prices – spot and forward market

in EUR/MWh



Influencing factors	Effect on business development compared to the previous year
Temperature	Negative
Primary energy prices	Negative
Electricity prices – forward market	Positive
Electricity prices – spot market	Negative
Electricity sales	Positive
Natural gas sales	Negative
Heat sales	Positive

## Business development

These consolidated financial statements were prepared in accordance with the International Financial Reporting Standards (IFRS), as adopted by the EU. Compared to the previous year, the scope of consolidation (see Consolidated Notes, note 4. **Scope of consolidation**, page 68) was expanded by three fully consolidated subsidiaries and one investment in equity accounted investees. Including EVN AG as the parent company, the consolidated financial statements thus encompass a total of 63 fully consolidated companies (previous year: 60), five proportionally consolidated companies (previous year: five) and 16 investment in equity accounted investees (previous year: 15).

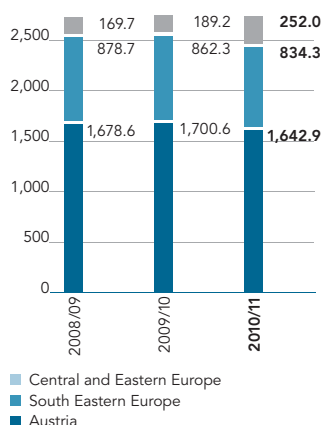
As of the 2010/11 financial year, the fully consolidated companies now include EVN WEEV Beteiligungs GmbH, evn naturkraft Beteiligungs- und Betriebs-GmbH as well as Hydro Power Company Gorna Arda AD. The company NÖKOM NÖ Telekom Service Gesellschaft was no longer included in consolidation as an equity accounted investee but fully consolidated due to EVN's acquisition of the remaining 50% stake, and subsequently merged with the EVN subsidiary Kabelsignal AG. WEEV Beteiligungs GmbH, VERBUND-Innkraftwerke GmbH and Shkodra Region Beteiligungsholding GmbH are among the new additions to the equity accounted investees included in the consolidated financial statements of EVN. Within the context of the founding of Shkodra Region Beteiligungsholding GmbH, the firm Energji Ashta SHPK previously included in consolidation as an equity accounted investee was removed from the scope of consolidation.

### Highlights 2010/11

- > Revenue slightly under the prior-year level
- > Higher EBIT due to one-off effects and improvement in the Environmental Services business
- > Increase of the EBITDA margin from 15.1% to 17.3% and up of EBIT margin from 6.8% to 8.0%
- > Profit before income tax below the prior-year level due to lower financial result
- > Net cash flow from operating activities up 4.6%
- > 5.5% increase in investments
- > Solid balance sheet structure and stable liquidity situation

### Revenue by region

in EURm



### Statements of operations

#### Results of operations

In the 2010/11 financial year, EVN generated revenue of EUR 2,729.2m, a decrease of 0.8%, or EUR 23.0m from the previous year. The Environmental Services business posted a significant rise in revenue thanks to the increased international project business. However, this could not fully cushion the decline in the energy business.

► Details on the segment development can be found starting on page 47.

Foreign revenue rose 3.3%, or EUR 34.8m, to EUR 1,068.3m, accounting for 39.8% of total revenue a rise from 38.2% in the previous year.

Condensed consolidated statements of operations	2010/11	2009/10	Change		2008/09
	EURm	EURm	EURm	in %	EURm
<b>Revenue</b>	<b>2,729.2</b>	<b>2,752.1</b>	<b>-23.0</b>	<b>-0.8</b>	<b>2,727.0</b>
Other operating income	101.6	69.7	31.9	45.7	83.3
Electricity purchases and primary energy expenses	-1,505.7	-1,600.0	94.3	5.9	-1,653.2
Cost of materials and services	-373.9	-314.5	-59.5	-18.9	-297.5
Personnel expenses	-323.3	-329.2	5.9	1.8	-319.4
Other operating expenses	-156.3	-161.5	5.2	3.2	-166.8
<b>EBITDA</b>	<b>471.4</b>	<b>416.6</b>	<b>54.8</b>	<b>13.2</b>	<b>373.4</b>
Depreciation and amortisation	-252.8	-229.3	-23.5	-10.2	-198.2
<b>Results from operating activities (EBIT)</b>	<b>218.7</b>	<b>187.3</b>	<b>31.4</b>	<b>16.8</b>	<b>175.2</b>
<b>Financial results</b>	<b>41.8</b>	<b>83.6</b>	<b>-41.8</b>	<b>-50.0</b>	<b>50.8</b>
<b>Profit before income tax</b>	<b>260.5</b>	<b>270.9</b>	<b>-10.4</b>	<b>-3.8</b>	<b>226.0</b>
Income tax expense	-27.9	-42.1	14.3	33.8	-28.0
<b>Profit for the period</b>	<b>232.6</b>	<b>228.7</b>	<b>3.9</b>	<b>1.7</b>	<b>198.0</b>
Thereof profit attributable to EVN AG shareholders (Group net profit)	189.7	207.0	-17.3	-8.4	177.9
Thereof profit attributable to non-controlling interests	42.9	21.8	21.2	97.2	20.1
<b>Earnings per share in EUR</b>	<b>1.07</b>	<b>1.27</b>	<b>-0.20</b>	<b>-16.1</b>	<b>1.09</b>

Other operating income rose 45.7%, or EUR 31.9m, to EUR 101.6m, which is primarily due to higher changes in work in progress and own work capitalised. The changed reporting of payments for customer orders led to a reduction in revenue and at the same time to an increase in other operating income.

The costs for "Electricity purchase and primary energy expenses" fell by 5.9%, or EUR 94.3m, to EUR 1,505.7m. This development is due to the use of provision for impending losses formed in the previous year as well as the changed reporting of price components in connection with the high voltage network in Bulgaria.

The increased volume in the international environmental project business as well as higher expenses in the Network Infrastructure Austria segment led to a rise in the cost of materials and services of 18.9%, or EUR 59.5m, to EUR 373.9m.

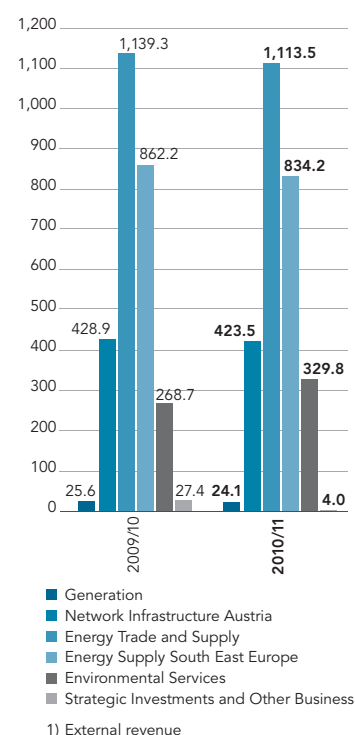
The average number of employees fell by 3.4%, or 286 people during the period under review, to 8,250 employees. Due to the positive development in the environmental services business, 48 additional employees were hired. In contrast, efficiency enhancement measures in Macedonia and Bulgaria led to a reduction in the workforce by 326 employees. The related positive cost effects as well as the lower required provisions for severance payments and pension costs enabled a reduction in personnel expenses of 1.8%, or EUR 5.9m, to EUR 323.3m, in spite of the contractually stipulated wage and salary increases mandated by collective wage agreements.

Other operating expenses fell by 3.2%, or EUR 5.2m, to EUR 156.3m. In this regard, the lower level of write-offs on receivables in South Eastern Europe more than compensated for the higher legal and consulting costs.

These developments led to an EBITDA increase of 13.2%, or EUR 54.8m, to EUR 471.4m. In the light of slightly lower revenue, the EBITDA margin improved from 15.1% in the previous year to 17.3%.

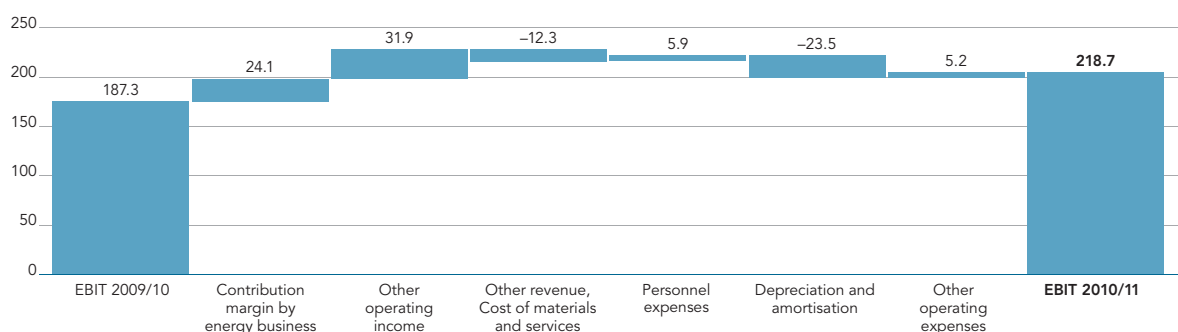
The increase in scheduled depreciation and amortisation of 3.0%, or EUR 6.5m, to EUR 223.7m, can be attributed to the commissioning of several investment projects in the 2009/10 financial year. In the second quarter of 2010/11, an impairment

Revenue by segments<sup>1)</sup>  
in EURm



loss was reported for goodwill and property, plant and equipment at TEZ Plovdiv due to the ongoing disadvantageous regulation in the heating sector imposed by the regulatory authority in Bulgaria. In addition, an impairment loss was carried out for the power plant site in Plovdiv. All in all, these effects are totalling EUR 17.7m. Furthermore, impairment tests implemented in the fourth quarter of 2010/11 resulted in impairment losses and reversals of impairments for EVN's power plant portfolio. An impairment loss of EUR 38.4m was recognised for the gas-fired power plants in Theiß and Korneuburg due to the long-term difficult market situation for such power stations. The above-mentioned reversal of impairment of EUR 31.2m relates to the procurement rights for the Freudenua hydropower plant. On balance, the impairment tests burdened the earnings of EVN in the 2010/11 financial year to the amount of EUR 29.1m. The prior-year period was burdened by an impairment loss of EUR 10.7m relating to the Kavarna wind park project in Bulgaria. All in all, depreciation and amortisation amounted to EUR 252.8m, a rise of 10.2%, or EUR 23.5m, from the previous year.

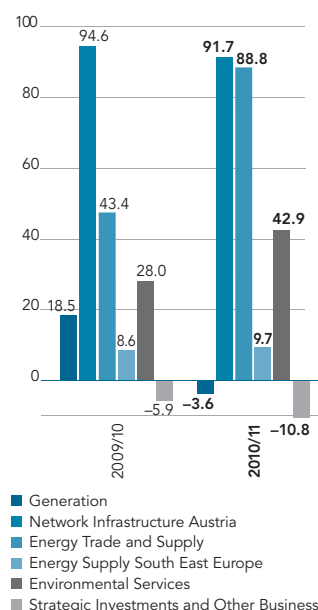
### Changes in EBIT 2010/11 compared to previous year in EURm



Taking account of the above-mentioned positive earnings effects from the use of a provision for impending losses from the previous year, EBIT rose by 16.8%, or EUR 31.4m, to EUR 218.7m, thus improving the EBIT margin from the prior-year level of 6.8% to 8.0%.

The financial results in the reporting period fell by 50.0%, or EUR 41.8m, to EUR 41.8m. In this case, the income from investments, which is relevant for the development of the financial results, is basically impacted by the earnings contributions of EVN's major strategic investments in RAG, BEGAS, BEWAG and VERBUND AG. The income from investments in equity accounted investees rose by 2.1%, or EUR 1.3m, to EUR 62.9m. The higher earnings contributions, especially those of RAG and BEWAG, were in contrast to the impairment loss taken for Shkodra Region Beteiligungsholding GmbH in connection with the Ashta hydropower plant project in Albania based on lower expectations pertaining to proceeds from the sale of Certified Emission Reductions, or CERs. The gain from other investments fell by 51.5%, or EUR 28.2m, to EUR 26.6m which is mainly due to the lower dividend distributed by VERBUND AG. Moreover, the increase in the interest expense by 13.5%, or EUR 9.3m attributable to the higher level of financial liabilities and higher interest rates as well as the lower capitalisation of construction period interest related to the completion of investment projects had a negative effect on the financial results. The other financial result was down by EUR 5.7m to EUR -6.5m (previous year: EUR -0.8m).

### EBIT by segments in EURm

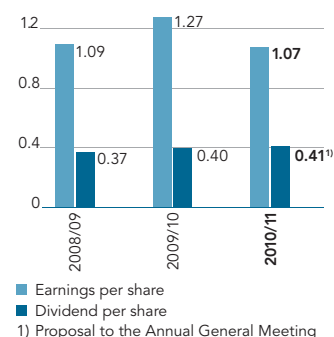


In addition to the lower profit before income tax, which was down 3.8%, or EUR 10.4m, to EUR 260.5m, the tax effects of the implemented impairment loss for EVN's investment in TEZ Plovdiv and Shkodra were responsible for the decrease in the income tax paid. Taking account of the income tax of EUR 27.9m, the profit for the period totalled EUR 232.6m, a rise of 1.7%, or EUR 3.9m.

The share of non-controlling interests rose by 97.2%, or EUR 21.2m, mainly due to the higher earnings contributions of RAG and BEWAG. The Group net profit fell by 8.4%, or EUR 17.3m, to EUR 189.7m. This development combined with the increased number of outstanding shares as a result of the capital increase led to earnings per share of EUR 1.07, down from EUR 1.27 in the previous year.

In line with EVN's business development, the Executive Board will propose to the Annual General Meeting to distribute a dividend of EUR 0.41 per share for the 2010/11 financial year (previous year: EUR 0.40). Taking all shares from the capital increase entitled to dividends into account, this corresponds to a dividend payout ratio of 38.5% (previous year: 34.7%), and a dividend yield of 3.8% (previous year: 3.5%) relative to the share price of EUR 10.82 on September 30<sup>th</sup>, 2011.

### Earnings and dividend per share in EUR



## Value management and key indicators

Development of selected indicators		2010/11	2009/10	Change in %	2008/09
ROE <sup>1)</sup>	%	7.5	7.4	0.1	6.3
Average equity	EURm	3,100.6	3,076.2	0.8	3,167.8
WACC after income tax <sup>12)</sup>	%	6.5	6.5	–	6.5
Operating ROCE (OpROCE) <sup>13)</sup>	%	7.5	6.4	1.1	6.7
Average capital employed <sup>3)</sup>	EURm	4,393.8	3,952.4	11.2	3,493.8
Net operating profit after tax (NOPAT) <sup>3)</sup>	EURm	328.6	254.5	29.1	234.9
EVA <sup>®</sup>	EURm	43.0	–2.4	–	7.8

1) Change reported in percentage points

2) The weighted average cost of capital is calculated on the basis of a cost of equity capital amounting to 9.1% and a cost of interest-bearing debt (after tax) of 4.0%, as well as an equity ratio of 50.0%.

3) Adjusted for impairments and one-off effects; the market value of the shareholding in VERBUND AG is not included in the capital employed in order to consistently convey the development of the value contribution.

The return on equity remained stable at 7.5% (previous year: 7.4%) on the basis of the improved profit for the period and the higher average equity. The capital increase carried out in the first quarter of 2010/11 led to a rise in equity. In contrast, the change in the measurement of EVN's shareholding in VERBUND AG without recognition to profit or loss led to a decrease of equity.

Once this measurement effect is neutralised, the operating performance indicators for the 2010/11 financial year showed an improvement. The economic value added (EVA<sup>®</sup>) of EUR 43.0m was recognised compared to EUR –2.4m in the previous year, and the operating return on capital employed (OpROCE) increased from 6.4% to 7.5% year on year.

The weighted average cost of capital after income tax (WACC), considering specific corporate and country risks, was 6.5%, as in the previous year.

## Statements of financial condition

### Net assets and financial positions

At EUR 6,870.4m, EVN's total assets as at the reporting date on September 30<sup>th</sup>, 2011 rose by 2.1%, or EUR 139.2m, compared to the last balance sheet date at the prior-year reporting date.

Non-current assets rose by 5.9%, or EUR 340.8m, to EUR 6,083.0m, and its share of total assets amounted to 88.5% (previous year: 85.3%). Despite the negative effect of the impairment test to the amount of EUR 29.1m, intangible assets and property, plant and equipment climbed 5.4%, or EUR 170.2m, to EUR 3,349.4m, which can be attributed to the increased investment activity.

The item "Investments in equity accounted investees" also rose, which is mainly due to the purchase of the 13% stake in the VERBUND-Innkraftwerke GmbH, the participation of EVN in the capital increase of VERBUND AG and higher capital contributions of the investments in equity accounted investees. The change in the market valuation of the shareholding in

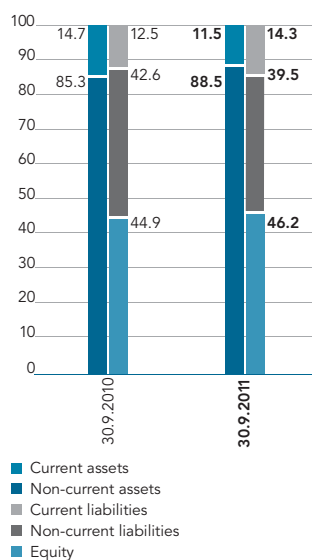
VERBUND AG had a negative effect on other investments. The increase in non-current lease receivables and other non-current assets led to an increase in other non-current assets of 13.0%, or EUR 97.8m, to EUR 849.1m.

The 20.4% reduction in current assets, or EUR 201.6m, to EUR 787.4m, is mainly attributable to the decline in current investments in securities.

Condensed consolidated statements of financial position	9/30/2011	9/30/2010	Change		9/30/2009
	EURm	EURm	EURm	in %	EURm
<b>Assets</b>					
<b>Non-current assets</b>					
Intangible assets and property, plant and equipment	3,349.4	3,179.2	170.2	5.4	3,018.3
Investments in equity accounted investees and other investments	1,884.5	1,811.7	72.8	4.0	2,122.2
Other non-current assets	849.1	751.3	97.8	13.0	620.7
	<b>6,083.0</b>	<b>5,742.1</b>	<b>340.8</b>	<b>5.9</b>	<b>5,761.2</b>
<b>Current assets</b>					
	<b>787.4</b>	<b>989.1</b>	<b>-201.6</b>	<b>-20.4</b>	<b>934.2</b>
<b>Total assets</b>	<b>6,870.4</b>	<b>6,731.2</b>	<b>139.2</b>	<b>2.1</b>	<b>6,695.4</b>
<b>Equity and liabilities</b>					
<b>Equity</b>					
Equity attributable to EVN AG shareholders	2,814.3	2,679.5	134.7	5.0	2,783.8
Non-controlling interests	361.7	345.7	16.0	4.6	343.4
	<b>3,176.0</b>	<b>3,025.3</b>	<b>150.7</b>	<b>5.0</b>	<b>3,127.2</b>
<b>Non-current liabilities</b>					
Non-current loans and borrowings	1,591.3	1,726.4	-135.1	-7.8	1,702.5
Deferred tax liabilities and non-current provisions	613.9	677.0	-63.2	-9.3	751.9
Deferred income from network subsidies and other non-current liabilities	506.8	461.0	45.9	9.9	469.3
	<b>2,712.0</b>	<b>2,864.5</b>	<b>-152.5</b>	<b>-5.3</b>	<b>2,923.7</b>
<b>Current liabilities</b>					
Current loans and borrowings	311.6	205.2	106.3	51.8	17.0
Other current liabilities	670.8	636.2	34.6	5.4	627.5
	<b>982.4</b>	<b>841.5</b>	<b>140.9</b>	<b>16.7</b>	<b>644.5</b>
<b>Total equity and liabilities</b>	<b>6,870.4</b>	<b>6,731.2</b>	<b>139.2</b>	<b>2.1</b>	<b>6,695.4</b>

### Balance sheet structure

in %



On balance, equity was up 5.0%, or EUR 150.7m, to EUR 3,176.0m. The negative market valuation of EVN's shareholding in VERBUND AG and the dividend payment to EVN AG shareholders for the 2009/10 financial year amounting to EUR 71.8m and to non-controlling interests totalling EUR 33.7m were in contrast to additional funds derived from the capital increase of EVN AG and the Group profit for the period. Accordingly, the equity ratio as at the reporting date of September 30<sup>th</sup>, 2011 improved to 46.2% from 44.9% at the prior-year reporting date.

Non-current liabilities declined by 5.3%, or EUR 152.5m, to EUR 2,712.0m. This development is related to the reclassification of a EUR bond of EUR 257.7m scheduled for redemption in December 2011 to current loans and borrowings as well as the scheduled redemption of financial liabilities to the amount of EUR 82.3m. A loan amounting to EUR 170.8m which would have been due on February 28<sup>th</sup>, 2011 was extended and thus reclassified as non-current loans and borrowings. In addition to the deferred tax liabilities and non-current provisions encompassed under non-current loans and borrowings, which were down by 9.3%, or EUR 63.2m, as a consequence of the change in the valuation of EVN's shareholding in VERBUND AG, the item "Deferred income from network subsidies and other non-current liabilities" rose by 9.9%, or EUR 45.9m, to EUR 437.9m.

Current liabilities climbed by 16.7%, or EUR 140.9m, to EUR 982.4m. The above-mentioned reclassification of the EUR bond and the extension of the loan resulted in a corresponding increase in current loans and borrowings of 51.8%, or EUR 106.3m, to EUR 311.6m. Other current liabilities increased by 5.4%, or EUR 34.6m, to EUR 670.8m.

All in all, these developments led to an increase in net debt of 8.3%, or EUR 121.0m, to EUR 1,579.2m.

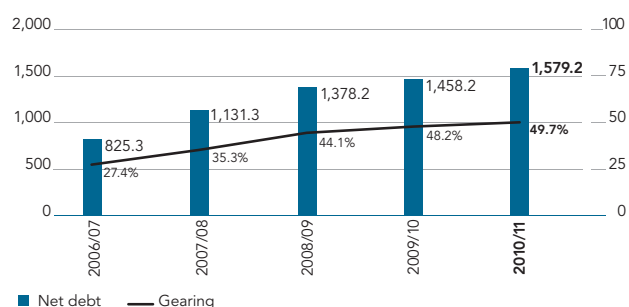
	2010/11 EURm	2009/10 EURm	Change		2008/09 EURm
			EURm	in %	
<b>Net debt</b>					
Non-current loans and borrowings	1,591.3	1,726.4	-135.1	-7.8	1,702.5
Current loans and borrowings <sup>1)</sup>	280.8	170.8	110.0	64.4	0.1
Cash and cash items	-112.6	-89.1	-23.5	-26.4	-113.6
Current securities	-57.9	-223.8	165.9	74.1	-86.7
Non-current securities	-97.9	-104.1	6.2	6.0	-102.4
Loans receivable	-24.4	-22.0	-2.4	-10.8	-21.6
<b>Net debt</b>	<b>1,579.2</b>	<b>1,458.2</b>	<b>121.0</b>	<b>8.3</b>	<b>1,378.2</b>
<b>Equity</b>	<b>3,176.0</b>	<b>3,025.3</b>	<b>150.7</b>	<b>5.0</b>	<b>3,127.2</b>
<b>Gearing (%)<sup>2)</sup></b>	<b>49.7</b>	<b>48.2</b>	<b>-</b>	<b>1.5</b>	<b>44.1</b>

1) Excl. bank overdrafts contained in cash and cash items

2) Reported change in percentage points

As a consequence of the higher level of equity, the rise in the gearing ratio by 1.5 percentage points to 49.7% was moderate in spite of the increase in net debt. The funds from operations (FFO) rose as a result of the higher net cash flow from operating activities as well as the higher interest expense. Despite the higher net debt, the increase in the FFO led to a reduction in the net debt coverage from 39.0% to 38.0%. The higher interest expense combined with the increased FFO caused the interest cover to drop from 8.2 to 7.6.

Net debt in EURm, Gearing in %



In order to minimise the risk from changes in interest rates, EVN maintains a balance of fixed and variable interest rate commitments that are managed by means of interest rate derivatives. The interest rate for funding was 4.06% on average as at September 30<sup>th</sup>, 2011, and the duration was 2.68 (previous year: average interest rate of 3.56%, duration of 3.32).

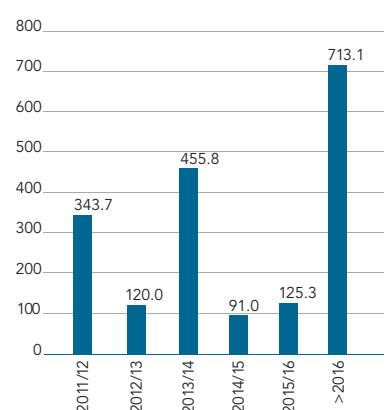
### Liquidity situation

In the 2010/11 financial year, EVN primarily invested in non-current financial and other assets. The non-current investments in securities, which at EUR 97.9m were by 6.0%, or EUR 6.2m below the prior-year level of EUR 104.1m, served to cover provisions for pensions as required by law.

The capital increase carried out in the first quarter of 2010/11 resulted in a capital infusion of EUR 175.5m. These funds and the existing liquidity reserves are sufficient to cover EVN's funding needs for planned investments and repayment obligations under existing loans. Nevertheless, financing alternatives are reviewed on an ongoing basis to ensure maturity-matched funding and exploit market opportunities.

As a liquidity reserve, EVN also has access to a syndicated credit line of EUR 600.0m, which was completely unused as at the reporting date on September 30<sup>th</sup>, 2011. The credit line is utilised solely for short-term interim financing as necessary, and there are no plans whatsoever to use it in the long-term or on an ongoing basis. Moreover, a contractually stipulated

Debt maturity profile  
in EURm



bilateral credit line totalling EUR 165.0m with a term to maturity of three to seven years has also been available since July 2011. These credit lines were fully at the disposal of EVN as at September 30<sup>th</sup>, 2011.

On its meeting held on October 3<sup>rd</sup>, 2011, the Executive Board of EVN AG resolved to issue a new bond of EUR 300.0m. The issue of this new bond was successfully completed on October 6<sup>th</sup>, 2011. Deutsche Bank AG, Raiffeisen Bank International AG and Société Generale CIB were acting in this transaction. The instrument has a 10.5 year term ending on April 13<sup>th</sup>, 2022 and a denomination of EUR 1,000. The coupon was set at 4.25% and the issue price at 99.235%.

On December 14<sup>th</sup>, 2011, a EUR bond with an outstanding nominal value of EUR 257.4m will be repaid on schedule.

► Further information on the composition and maturity of non-current financial liabilities are included in the Consolidated Notes on page 91.

In July 2011 the rating agency Standard & Poor's confirmed the long-term credit rating of EVN AG at "A-" and the outlook of "negative". The long-term credit rating of "A3" and a "stable" outlook were also confirmed by Moody's in July 2011. EVN continues to boast a good rating compared to other companies in the European energy sector.

### Statements of cash flows

At EUR 478.1m, the gross cash flow in the 2010/11 financial year rose by 2.2%, or EUR 10.4m from the prior-year level, in spite of the lower profit before income tax. Whilst the higher level of depreciation and amortisation and the lower gains from investments in equity accounted investees led to an increase in non-cash items, the decrease in non-current provisions had a countervailing effect.

Condensed consolidated statements of cash flows	2010/11 EURm	2009/10 EURm	Change		2008/09 EURm
			EURm	in %	
Profit before income tax	260.5	270.9	-10.4	-3.8	226.0
Non-cash items	217.6	196.8	20.8	10.6	219.1
<b>Gross cash flow</b>	<b>478.1</b>	<b>467.7</b>	<b>10.4</b>	<b>2.2</b>	<b>445.1</b>
Changes in current and non-current balance sheet items	78.3	67.0	11.3	16.8	-74.5
Income tax paid	-34.3	-35.5	1.1	3.2	-35.3
<b>Net cash flow from operating activities</b>	<b>522.0</b>	<b>499.3</b>	<b>22.8</b>	<b>4.6</b>	<b>335.3</b>
Changes in intangible assets and property, plant and equipment	-318.2	-335.8	17.6	5.2	-349.6
Acquisition of subsidiaries, net of cash acquired	-24.6	-	-24.6	-	-20.4
Changes in financial assets and other non-current assets	-333.3	-104.1	-229.2	-	-56.4
Changes in current securities	164.5	-141.1	305.0	-	26.1
<b>Net cash flow from investing activities</b>	<b>-511.6</b>	<b>-581.0</b>	<b>-69.4</b>	<b>-11.9</b>	<b>-400.4</b>
<b>Net cash flow from financing activities</b>	<b>13.1</b>	<b>57.1</b>	<b>-44.0</b>	<b>-77.1</b>	<b>84.3</b>
<b>Net change in cash and cash items</b>	<b>23.5</b>	<b>-24.6</b>	<b>48.1</b>	<b>-</b>	<b>19.2</b>
<b>Cash and cash items at the beginning of the period</b>	<b>89.1</b>	<b>113.6</b>	<b>-24.5</b>	<b>-21.6</b>	<b>94.1</b>
Currency translation differences	0.0*)	0.1	-0.1	-	-0.3
<b>Cash and cash items at the end of the period</b>	<b>112.6</b>	<b>89.1</b>	<b>23.5</b>	<b>26.4</b>	<b>113.6</b>

\*) small amount

The net cash flow from operating activities could be improved by 4.6%, or EUR 22.8m, to EUR 522.0m, as a consequence of the decline in current balance sheet items.

The net cash flow from investing activities fell by 11.9%, or EUR 69.4m, to EUR -511.6m. The purchase of a 13% stake in the VERBUND power plants on the Inn River, the higher capital payments from investments in equity accounted investees as well as the increase in lease receivables related to the project business in the Environmental Services segment was in contrast to the decrease in current investments in securities.

At EUR 13.1m, the net cash flow from financing activities was primarily impacted by the capital increase of EVN AG carried out in the first quarter of 2010/11 totalling EUR 175.5m, the dividend payment to the shareholders of EVN AG of EUR 71.8m and to non-controlling interests of EUR 33.7m, and the repayment of non-current liabilities to the amount of EUR 57.7m.

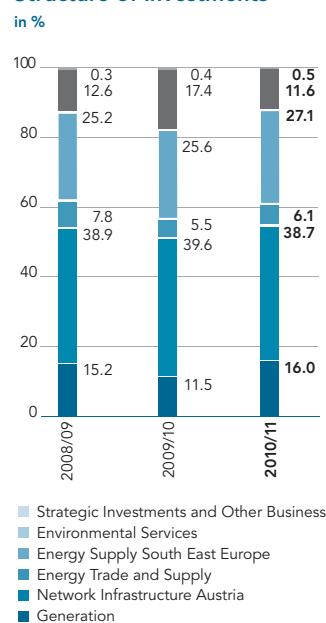
On balance, the above-mentioned developments resulted in a positive cash flow for EVN of EUR 23.5m in the reporting period (previous year: EUR –24.6m). As a result, the Group's cash and cash equivalents increased to EUR 112.6m (previous year: EUR 89.1m). In addition, as at the reporting date of September 30<sup>th</sup>, 2011, funds arising from current investments in securities, primarily cash funds, totalled EUR 57.9m (September 30<sup>th</sup>, 2010: EUR 223.8m), which is not to be included in the item cash and cash equivalents pursuant to IFRS stipulations. The above-mentioned credit lines amounting to EUR 765.0m were also available to the Group in full. This means that EVN has sufficient liquidity reserves at its disposal to finance the development of its operating business, and that its liquidity situation remains stable.

### Investing activities

During the reporting period EVN's investments in intangible assets and property, plant and equipment rose by 5.5%, or EUR 21.7m, to EUR 415.7m. In the Generation segment, investments mainly increased due to the two wind parks Markgrafneusiedl and Tattendorf. Investments in the networks in EVN's supply region in Lower Austria remained high, with a particular focus on construction of the natural gas transport pipelines, "Süd- and Westschiene". The slight rise in investments in the Energy Trade and Supply segment resulted from the expansion of the heating business in Lower Austria. In the Energy Supply South East Europe segment, investments were made to improve energy supply reliability and quality and to expand network and electricity meter technology in South Eastern Europe. The increase is primarily related to the investments in the cogeneration plant in Plovdiv and the expansion of the gas supply in Croatia. The investment decline in the Environmental Services segment is due to the completion of the third waste incineration in Dürnröhr in the previous year.

The following chart provides an overview of the most important investment activities.

### Structure of investments



Investment priorities at EVN <sup>1)</sup>	2010/11	2009/10	Change		2008/09
	EURm	EURm	EURm	in %	EURm
<b>Generation</b>	<b>66.4</b>	<b>45.2</b>	<b>21.2</b>	<b>47.0</b>	<b>63.4</b>
Thereof thermal power stations	6.5	7.2	-10.8	-10.4	31.5
Thereof renewable energy Lower Austria	51.6	5.4	46.2	–	3.5
Thereof renewable energy South Eastern Europe	8.4	32.4	-24.0	-74.1	28.3
<b>Network Infrastructure Austria</b>	<b>160.9</b>	<b>156.5</b>	<b>4.5</b>	<b>2.9</b>	<b>161.5</b>
Thereof electricity networks	75.1	65.3	9.8	14.9	74.9
Thereof natural gas networks	70.0	75.6	-5.6	-7.5	82.6
Thereof cable TV and telecommunications networks	12.8	11.5	1.3	11.0	3.9
<b>Energy Trade and Supply</b>	<b>25.3</b>	<b>21.5</b>	<b>3.8</b>	<b>17.6</b>	<b>32.5</b>
Thereof district heating plants	24.3	18.8	5.6	29.3	29.2
<b>Energy Supply South East Europe</b>	<b>112.5</b>	<b>100.7</b>	<b>11.8</b>	<b>11.7</b>	<b>104.8</b>
<b>Environmental Services</b>	<b>48.3</b>	<b>68.6</b>	<b>-20.2</b>	<b>-29.5</b>	<b>52.4</b>
Thereof third line of the waste incineration facility in Dürnröhr	–	22.4	-22.4	–	29.2
Thereof combined cycle heat and power plants in Moscow	33.0	33.9	-1.0	-2.9	5.1
Thereof supra-regional power lines, local networks and wastewater	9.1	8.2	1.0	11.8	9.1
<b>Strategic Investments and Other Business</b>	<b>2.2</b>	<b>1.6</b>	<b>0.6</b>	<b>41.5</b>	<b>1.1</b>
<b>Total</b>	<b>415.7</b>	<b>394.0</b>	<b>21.7</b>	<b>5.5</b>	<b>415.7</b>

1) after consolidation

## Human resources

In the 2010/11 financial year, EVN employed an average of 8.250 people including 55 trainees. EVN is aware of the importance of qualified employees, which is why the retention and expansion of the high level of employee competence is a top priority of EVN's human resources management. The EVN Academy was set up to coordinate the organisation of the training and professional development offering for employees in Austria, Bulgaria and Macedonia. At EUR 2.6m (previous year: EUR 2.7m), EVN expended a total of EUR 313.7 per employee (previous year: EUR 314.1) for training measures in the 2010/11 financial year. The time expended on average for training and education rose from 27.1 hours per year and employee to 22.1 hours per year and employee.

## Environment and sustainability

As a responsible energy and environmental services provider, EVN faces the challenge to regard economic, ecological and social aspects as an entity and to create a balance between the requirements of different interest groups. The sustainability aspects of EVN's business operations and the related objectives comprise an integral part of the corporate strategy.

A flexible energy mix is of decisive importance for the future viability of EVN. A core element of EVN's strategic orientation in the years to come is to press ahead with the development of renewable energy sources. EVN aims to generate three times more electricity from hydropower, wind power, biomass and solar energy by 2020 than in the reporting period (2010/11: 1.2 TWh). Hydropower plant projects in Bulgaria and Albania are already under construction or are in the planning phase. On a long-term basis, EVN aims to produce 40% to 60% of its electricity sales volumes from its own power generating facilities or from electricity procurement rights (2010/11 financial year: 16.3%). At the same time, the share of renewable energy sources should be increased to 50% (2010/11 financial year: 35.4%).

## Research and development

EVN is involved in numerous national and international research and development projects and has taken a leading role for decades in Austria in further developing highly efficient and environmentally sound power plants as well as using and researching new and innovative technologies. In the 2010/11 financial year about EUR 1.1m was invested for research and development, particularly in the field of renewable energies (e.g. solar thermal energy, biomass pilot plant), smart metering, CCS technology (e.g. CO<sub>2</sub> utilisation) and demand side management.

## Risk management

### Definition of risk

EVN defines risk as the danger of failing to achieve its corporate goals due to negative deviations from business targets. Assessing and managing risks also entails taking all related opportunities into account.

### Risk management process

The targeted safeguarding of both existing and future earnings and cash flow potential is the overriding goal of EVN's risk management. Centralised risk management provides all risk managers at the local level with suitable methods and tools for identifying and assessing risks as part of EVN's risk management system. The business units responsible for risk communicate their risk positions to centralised risk management. Together, they define suitable actions designed to minimise risk; these actions are implemented by the business units at the local level. The overall risk position of the EVN Group is analysed and measured by centralised risk controlling.

The risk management process consists of the following measures:

- **Identification:** Identification: The inventorisation of risks based on the most recent risk inventory and identification of new risk positions;
- **Assessment & analysis:** Qualitative and quantitative assessment of the risks identified; aggregation of the risks according to different assessment approaches; and modelling of profit distribution;
- **Reporting:** Transmission of risk reports to the risk managers, as well as to the Executive Board of the EVN Group; discussion and evaluation of the exposure to risk in both the "Risk Working Committee" and the "Group Risk Committee"; risk management activities as necessary;
- **Process review:** Methodical identification of the organisational units that must be subjected to an explicit risk assessment, as well as regular reviews to determine whether the established methods of identifying and assessing risks need to be modified in the light of changed conditions.

### Tasks of the Risk Management Working Committee

The Risk Management Working Committee is tasked with monitoring due implementation of the risk management cycle. It approves changes in risk measurement methods and defines both the type and the scope of official risk reporting. This committee consists of the heads of the Intra-Group services finance and accounting, general secretariat and corporate affairs, controlling and accounting. The internal auditing unit also reviews the processes integral to risk management, as well as the implementation of all measures aimed at minimising risk.

### Group Risk Committee and Controlling

Both the results of the risk inventory and the reports are presented to and discussed by the Group Risk Committee, which consists of the Executive Board, the heads of the strategic business units and the Risk Management Working Committee. It decides on any need for action; it may also convene working groups and assign specified tasks. In addition, the Group Risk Committee is also authorised to establish risk management measures aimed at changing the EVN Group's risk position and thus to influence its strategic orientation.

### Risk profile

#### Risk in the Energy business

Economic, political and technological developments can cause demand for electricity, natural gas and heat to decline. There is also the risk that the weather might have a negative impact on energy demand and water flow conditions. Increases in the procurement prices for primary energy, a suboptimal procurement strategy or one which does not reflect the current market environment as well as price pressure from competitors can have an impact on the profit margins of the EVN Group and result in the loss of customers. Hedging strategies such as the longer-term marketing of power plant capacities, futures transactions, diversification of the customer portfolio as well as diversification of customer offers are designed to minimise risk. Operating risks such as disruptions in the production and distribution of electricity and district heat, as well as in the procurement and sale of natural gas, can occur in the Energy segment. This segment entails dangerous activities that expose the EVN Group to the risk of major liability and thus require strict compliance with safety guidelines. EVN is exposed to project risks and the risk of improper-fulfillment or non-fulfillment of contractual requirements in connection with the procurement of energy from third parties in the area of energy generation. Partnerships (joint ventures, syndicated contracts) can give rise to risks such as conflicts of interest, limited means of controlling and managing risk, as well as the withdrawal or loss of the given partner. There is also the risk that required permits and licenses are not issued or extended on grounds for which EVN is responsible.

#### Risk in the Environmental Services segment

Risks in the Environmental Services segment relate to reductions in demand for the EVN Group's waste incineration services, as well as disruptions and interruptions in potable water supply systems, wastewater treatment systems and waste incineration facilities. In addition, EVN is exposed to both technological and project risks in the Environmental Services segment. Here, risk mitigation is achieved primarily through the use of experienced employees, regular continued education and professional training programmes, efficient project management as well as the use of hedging instruments (mainly guarantees).

#### Political and legal risks

Changes in the regulatory environment, the exposure of major projects to political pressures as well as the tightening of requirements under environmental protection laws are the primary drivers of political and legal risks. Moreover, the existing political and economic instability in some of the markets in South and South Eastern Europe present risks that are

counteracted by cooperating with local, regional, national and international government agencies and interest groups. Legal and political pressure is reduced by means of strategic partnerships for major projects, and the attendant liability rights and rights of recourse are managed on the basis of suitable corporate structures. Primary influencing factors on the medium- to long-term development of market risks for EVN in the energy segment is the energy policy (e.g. planned phasing out of nuclear power plants in Germany) and the resulting long-term development of the energy mix. Legal and litigation risks exist especially in connection with potential legal proceedings before courts and arbitral tribunals in regards to a variety of power plant projects. Litigation risks of the Group were reduced in March 2011 due to the settlement reached between the state-owned company ELEM (Macedonia) and EVN with respect to the court proceedings pending since 2008. The settlement can be considered to be a further positive step towards solving all unresolved issues between the Macedonian Government and EVN within the context of the agreed-upon road map.

#### **Financial risks**

EVN counteracts interest rate, exchange rate and market price risks on the basis of a comprehensive treasury strategy and accompanying organisational and methodical rules, including the daily risk analysis of use of derivative hedging instruments. EVN deals with credit and bad debt risk with credit rating monitoring and credit limit systems as well as a targeted strategy aiming at a diversification of business partners. Regular liquidity analyses, long-term and centrally managed financial planning, successful borrowing and bond placement as well as hedging of the required financial resources (i.e. credit lines) enable EVN to prevent liquidity risk from materialising.

#### **Overall risk profile**

The risk profile of EVN is subject to ongoing change due to the Group's strategy focusing on the strengthening of the core business and selective growth. Risks can arise from selected growth projects in addition to activities on the domestic market of Lower Austria and existing business areas in South Eastern Europe. On the basis of the diversified business portfolio of EVN, amongst other reasons, no risks have been identified within the context of the annual Group risk inventory which could jeopardise the EVN Group's going concern status.

## The most important risks to which EVN is exposed and measures designed to minimise them

### Market and competitive risks

#### Price risk

Procurement prices for primary energy, electricity, natural gas, CO<sub>2</sub> emission certificates and biomass  
 → Fixed pricing agreements, procurement strategy tailored to the market environment, hedging transactions

#### Profit margin risk

Energy sales: failure to achieve profit margin targets  
 → Hedging strategies: diversification of customer segments and business areas, longer-term sale of power plant capacities, fixed pricing agreements  
 Network operations: non-recognition of the actual costs of operating the network as reflected in network tariffs imposed by the given regulatory authority  
 → Lobbying with national and international regulatory authorities and interest groups

#### Volume risk

Declining demand for EVN products or services, decrease in own production volumes, e.g. due to changed water flow conditions

#### Counterparty risk

Complete or partial failure on the part of a business partner to perform as agreed  
 → Contracts, insurance and diversification of the business partners

#### Supplier risk

Rising project costs from building up new production capacities  
 → Partnerships; safeguarding of economic parameters by contractual means, to the greatest extent possible; external expert opinions

### Financial risks

#### Foreign currency risk

Currency translation risks in connection with the translation of foreign currencies in the consolidated financial statements  
 Financing in JPY and CHF  
 → Monitoring, limits and hedging instruments

#### Liquidity risk

Failure to repay financial liabilities on schedule  
 → Long-term, centrally managed financial planning, safeguarding of financing requirements by contractual means

#### Equity investment risks

Non-fulfilment of the profit targets of an equity investment  
 → Representation on the Supervisory Board of the respective equity investment

#### Rating changes

Higher refinancing costs resulting from rating downgrades

→ Ensuring compliance with key financial indicators

#### Interest rate risks

Changes in market rates, increasing interest expenses, changes in the fair value of financial instruments subject to fixed interest rates

→ Use of hedging instruments

#### Impairment risks

Impairment losses on goodwill, equity investments or power plants

#### Deflation/inflation risks

**Risk guarantees will come into effect**

### Operating risks

#### Technology risks

Late identification and application of new technologies  
 → Active participation in external research projects, own demonstration facilities and pilot projects, ongoing adjustments to state of the art technologies

#### Infrastructure risks

Incorrect design and application of technical facilities  
 → Elimination of technical weaknesses, regular inspections and reviews of the infrastructure existing at present or required in future

#### Technical complications at third-party facilities

Nationwide network interruptions or breakdowns (e.g. due to integration in European electricity networks)  
 → Technical upgrading at the interfaces of the different networks, expansion of the network capacities in Austria

#### Contract risks

Failure to identify legal, economic or technical problems; contract risks under financing contracts  
 → Comprehensive due diligence, procurement of legal and other expertise, contract database and ongoing monitoring

## Legal, political and macroeconomic risks

### Regulatory framework/political risks

Changes in legal parameters and the regulatory environment (e.g. environmental laws, changing regulations and increasing market liberalisation in South Eastern Europe)

- Cooperation with interest groups, associations and government agencies on a regional, national and international level

### Legal and litigation risks

Non-compliance with contractual obligations by several parties, or litigation risk from various lawsuits

- Lobbying via local, regional, national or EU-wide interest groups, legal consulting

## Other risks

### Granting of undue advantages

Dissemination of internal confidential information to third parties, granting of undue advantages or corruption

- IT control systems; unified guidelines and standards; reorganisation of the subsidiaries in South Eastern Europe; Code of Conduct

### Project risks

Increasing project costs in building up new production capacities due to subsequent technical adjustments and changes in legal parameters

- Safeguarding of economic parameters by contractual means, to the greatest extent possible

### Planning risks

Model risks, false or incomplete assumptions made  
→ Feasibility study via experienced, highly qualified employees, monitoring of parameters, regular updates and four-eye-principle

### Employee risk

Loss of highly qualified employees, absence due to occupational accidents, excess or shortfalls in human resources, communication problems, cultural barrier, fraud, intentional or unintentional misrepresentations of transactions or items in the annual financial statements

- Attractive work environment and compensation system, occupational health care and safety measures; flexible working time models, training, group days, risk-oriented internal control system (RIKS)

### Co-investment risks

Risks related to the implementation of major projects jointly with a partner

- Contractual safeguards, efficient project management

### Sabotage

Sabotage of natural gas pipelines, wastewater treatment plants and waste incineration plants

- Suitable security measures, regular measurement of the water quality and emissions

## Key features of the internal control and risk management system regarding the accounting system

### Introduction

Pursuant to § 267 (3b) in conjunction with § 243a (2) Corporate Code (UGB), as amended by the 2008 Corporate Law Amendment Act (URÄG), the key characteristics of the internal control and risk management system as it pertains to the Group's financial reporting process must be described in the consolidated financial statements of companies listed on a regulated stock market.

Pursuant to § 82 Austrian Stock Corporation Act (AktG), the Executive Board is responsible for establishing a suitable internal control and risk management system for the accounting system.

EVN has refined and expanded its internal control system into a "risk-oriented internal control system" (RIKS) in accordance with its obligation to comply with URÄG 2008. RIKS is monitored at regular intervals by controlling the processes that have been identified as being exposed to risk. The outcome of these monitoring activities is reported to both the Executive Board and the Supervisory Board. RIKS ensures clear lines of responsibility and documents the attendant controlling mechanisms that serve to further enhance security in the processes related to the preparation of financial data.

EVN relies on the parameters set out by the Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission (COSO) for describing the key components. The COSO framework comprises five interrelated components: Controls, risk assessment, controlling measures, information and communication as well as monitoring.

### Controls

The Code of Conduct that EVN has established and the values set out therein apply to all employees of the Group. EVN's Code of Conduct is available in a German version at [www.evn.at/verhaltenskodex.aspx](http://www.evn.at/verhaltenskodex.aspx) and in an English version at [www.evn.at/code-of-conduct.aspx](http://www.evn.at/code-of-conduct.aspx).

The consolidated financial statements are prepared by Group accounting. EVN's process of preparing the consolidated financial statements is based on unified accounting guidelines that determine not just the accounting standards but also key processes and deadlines groupwide. Binding instructions apply to Intra-Group reconciliation work and other work required for the consolidated financial statements.

All accounting and bookkeeping personnel fulfil all qualitative requirements and undergo regular training. Complex actuarial opinions and assessments are prepared by specialists or qualified employees.

The accounting processes material to RIKS were defined in connection with its introduction. This entailed flagging all steps in these processes that entail risk and defining the controlling measures required for monitoring the given risks.

The employees responsible for the given process – i.e. basically the managers of the strategic business units and the Intra-Group services – are responsible for compliance with the processes and the attendant controlling measures. The Intra-Group services departments, Controlling and Accounting are responsible for producing the financial statement.

#### **Risk assessment and risk management measures**

Multi-stage management measures are established in order to avoid material misstatements in the presentation of transactions with the aim of correctly recording the single-entity financial statements of all subsidiaries pursuant to IFRS. These steps entail automated controls that are executed by the consolidation software, as well as manual controls that are performed by the Intra-Group services departments, Controlling and Accounting.

These two departments perform extensive plausibility checks based on the subsidiaries' annual financial statements in order to ensure that the latter are accurately reflected in the consolidated financial statements.

The review of the financial statement data provides for centralised analysis of the data in regards to positions, segments and the group, both before and after consolidation. The consolidated financial statements are not released until these quality assurance controls have been effected on all levels.

SAP-FI is used for the accounting system of both EVN AG and significant domestic and foreign subsidiaries. The IFRS consolidated financial statements are prepared using Hyperion Financial Management; the data from the single-entity financial statements are adopted by means of an interface. The accounting systems, as well as all upstream systems, are protected through access authorisations as well as both automated and mandatory manual control stages as part of the process.

The control measures range from the review of the result by the responsible employees, all the way to reconciliations of accounts and analyses of the accounting processes.

RIKS and the processes relevant to accounting are reviewed once a year by the responsible auditor as to whether the controls were performed, whether any risk events occurred during the financial year and whether the controls are still suitable for covering existing risks. In the 2010/11 financial year, adjustments in adaptation of the processes were made on account of the continual improvement of RIKS.

#### **Information, communication and monitoring**

The Executive Board informs the Supervisory Board of EVN's assets, liabilities, cash flows and profit or loss on a quarterly basis based on a comprehensive report comprising a balance sheet, an income statement as well as further analyses. In addition, a RIKS report is submitted to both the Executive Board and the Audit committee of the Supervisory Board once a year; it provides basic information for assessing both the efficiency and efficacy of the RIKS system and is designed to ensure that RIKS can be managed by the corporate bodies tasked with that responsibility. The RIKS report is prepared by the RIKS manager in cooperation with the RIKS Committee using the information furnished by the managers responsible for RIKS in their areas, those who performed the controls and the auditors.

Additionally, the relevant information is also furnished to the management bodies and key personnel of the given company in order to facilitate monitoring and control functions in connection with due accounting and reporting.

EVN's internal auditing unit carries out regular accounting reviews, the findings of which are also considered in the continuous improvements of the internal control and risk management system regarding the accounting system.

## Disclosures pursuant to § 243a (1) Corporate Code (UGB)

1. On October 27<sup>th</sup>, 2010, the Executive Board of EVN AG resolved to increase the capital from authorised capital, with the approval of the Supervisory Board, by issuing 16,352,582 new no-par bearer shares with subscription rights at a ratio of 10:1. The share capital rose from EUR 300.0m by 10.0% to EUR 330.0m through the capital increase. The subscription price per share was fixed at EUR 11.0 per share. The subscription period for the shareholders of EVN AG ran from October 29<sup>th</sup>, 2010 to November 12<sup>th</sup>, 2010 inclusive. EVN's net proceeds from the capital increase were about EUR 175.5m; these funds were used to enhance its balance sheet and support the ratings of the EVN Group, as well as for investments in renewables projects.

A total of 129,875 new shares will be allocated to eligible employees, and 6,624,843 or 40.5% of all newly issued shares were thus placed with institutional investors at the time of pre-placement.

On September 30<sup>th</sup>, 2011, the share capital of EVN AG was EUR 330,000,000 and denominated in 179,878,402 no-par bearer shares. The Executive Board determines the form and content of the share certificates, profit participation certificates, renewal coupons, interim shares, interim global certificates as well as interest coupons and warrants. Shareholders are not entitled to individual share certificates. All shares have the same rights and duties.

2. There are no restrictions on the voting rights above and beyond the general requirements of the Austrian Stock Corporation Act.

3. On the basis of federal and provincial constitutional law requirements, the province of Lower Austria continues to be the major shareholder of EVN AG, with a stake of 51%. Lower Austria's shareholding is formally held via its investment holding, NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH, St. Pölten. EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, Germany, has announced in accordance with § 91 (1) Austrian Stock Exchange Law (BörseG) on November 5<sup>th</sup>, 2010 that it did not exercise its subscription rights in connection with the capital increase that was recorded in the Commercial Register on October 30<sup>th</sup>, 2010 and hence that its shareholdings have fallen below the threshold of 35% of the voting shares in EVN AG but not below the threshold of 30% of the voting shares in EVN AG as of the date on which the above-mentioned capital increase was recorded.

The acquisition of the treasury shares held as of the balance sheet date, in the amount of 398,260 shares (0.22% of share capital; September 20<sup>th</sup>, 2010: 467,328 shares, or 0.29% of share capital) was carried out entirely under the authority of the share buyback programme authorised by the 79<sup>th</sup> Annual General Meeting of EVN AG on January 17<sup>th</sup>, 2008. This programme was terminated prematurely because a new share buyback programme was approved by the 80<sup>th</sup> Annual General Meeting of EVN AG on January 15<sup>th</sup>, 2009. In its meeting, held on June 21<sup>st</sup>, 2011, the Executive Board of the EVN AG resolved to transfer a total of maximum 146,000 of EVN's own non-par value shares (treasury stock), to employees of the company as well as employees of specified subsidiaries (EVN Netz GmbH and evn wasser Gesellschaft m.b.H.) instead of the planned special payment stipulated in an agreement concluded with employee representatives. On August 4<sup>th</sup>, 2011 69,068 shares, corresponding to 0.04% of the current share capital of EVN AG, were transferred to employees over the counter. The remaining shares are in free float. There is no share option programme at EVN AG.

4. No shares with special control rights were issued.

5. Employees who own shares may exercise their voting rights at the Annual General Meeting.

6. The Executive Board consists of three members appointed and dismissed by the Supervisory Board. In that connection, besides the requirements of the Austrian Stock Corporation Act, EVN must comply in particular with the Austrian law governing the filling of positions, which stipulates that job vacancies must be publicly advertised.

In its meeting held on January 20<sup>th</sup>, 2011, the Supervisory Board named Peter Layr Spokesman of the Executive Board of EVN AG. In this position he succeeds Burkhard Hofer, who resigned from the Executive Board of EVN by mutual consent. At the same time, Stefan Szyszkowitz was appointed to the Executive Board of EVN AG for a term of five years.

At the 82<sup>nd</sup> Annual General Meeting of EVN held on January 20<sup>th</sup>, 2011, it was resolved to reduce the number of shareholder representatives on the Supervisory Board subject to election from 13 to ten people. The election of the new Supervisory Board was for the longest permissible period in accordance with the Austrian Stock Corporation Act. Including the reduction of employee representatives on the Supervisory Board from seven to five members, the total number of Supervisory Board members decreased to 15 on January 20<sup>th</sup>, 2011 from the previous level of 20. Burkhard Hofer was elected to serve as the Chairman of the Supervisory Board at the Supervisory Board meeting on January 20<sup>th</sup>, 2011.

7. There is no authorisation granted to the Executive Board pursuant to § 243a (7) Corporate Code (UGB).
8. The company is not party to any agreements regarding a change of control in the event of takeovers.
9. There are no severance agreements to the benefit of the members of any corporate bodies or employees in the event of a public takeover offer.

## Outlook for the 2011/12 financial year

The success of the EVN Group in the Energy business depends primarily on the wholesale prices for electricity in the European spot and forward markets as well as on the prices for primary energy and CO<sub>2</sub> emission certificates. In addition, the development of outdoor temperatures also influences energy sales volumes. In the Environmental Services segment demand in the international project business depends on the financial resources of public institutions. Moreover, due to their inherent nature, large projects are subject to fluctuations in realising earnings which in turn depend on construction progress. In the Strategic Investments and Other Business segment, the earnings contribution mainly depends on the development of primary energy and electricity prices for EVN's investments in RAG and VERBUND AG.

The following tariff rate changes will have an impact on the business development of EVN in the 2011/12 financial year: within the context of the incentive regulatory system, the E-Control Commission raised electricity network tariffs by 1.0% on average and gas network tariffs by 10.6% on average. The long-term-oriented procurement policy pursued by EVN enables the company to maintain stable electricity prices since November 1<sup>st</sup>, 2008 despite the high volatilities on international energy markets. Gas prices for end customers were last reduced in December 2009, and the gas procurement price, which is linked to the price of crude oil, significantly rose as a consequence of a 60% rise in crude oil prices. For this reason, an increase in gas prices as at April 1<sup>st</sup>, 2011 and October 1<sup>st</sup>, 2011 by 8.9% and 5.8% respectively were economically essential.

In Macedonia the regulatory authority raised electricity sales prices by about 5.5% as at March 1<sup>st</sup>, 2011, of which 89.6% applies to EVN Macedonia. In Bulgaria end customer prices for electricity were hiked by 1.9% as at July 1<sup>st</sup>, 2011. Prices for EVN's relevant energy sourcing and the prices for the transmission network operator and the system operator will remain at about the same level as in the previous year. Furthermore, the regulatory authority in Bulgaria approved a rise in end customer prices for heat of 6.8%. The cost of sourcing gas climbed by 4.7%.

Accordingly, the projected development of revenue and earnings in the 2011/12 financial year is based on the following factors:

- The business success in the **Generation segment** will be shaped by the extraordinarily unfavourable market conditions for thermal power plants. Low or negative spreads continue to be expected between the primary energy costs and electricity market prices. The contribution from power generated from renewable energy sources should increase on the basis of new capacities. On balance earnings of the Generation segment in the next financial year should match the prior-year level.
- In the **Network Infrastructure Austria** segment, the electricity and gas networks are expected to generate stable sales volumes, assuming average outdoor temperatures and in spite of the energy efficiency measures on the part of end customers. No major negative effects on revenue are expected from changes in network tariffs. Earnings are expected to decline slightly due to higher depreciation and amortisation and a slightly decline in electricity and gas network revenue in spite of rising revenue and earnings in the cable TV and telecommunications business and further internal optimisation measures and cost savings.

- In the **Energy Trade and Supply segment**, assuming average outdoor temperatures, sales volumes of both natural gas and heat are expected to decline somewhat in comparison to the relatively cold prior-year 2010/11. On the basis of gas price increases for end customers as at April 1<sup>st</sup>, 2011 and October 1<sup>st</sup>, 2011, revenue should be slightly higher. Nevertheless, earnings are expected to fall considerably due to the ongoing unfavourable market situation with respect to electricity marketing and the elimination of positive one-off effects, as well as because of high volatility on electricity markets.
- A revenue and earnings improvement is expected in the **Energy Supply South East Europe** segment. This assumption will be supported by the continuation of the restructuring and integration process as scheduled, which should lead to further efficiency improvements and a consistent reduction of losses from the power grid. The positive changes in the regulatory framework, higher tariffs in Bulgaria and Macedonia, the change in energy regulations in Macedonia and the coming on stream of the cogeneration plant in Bulgaria will also provide a positive impetus to growth. However, business development in Bulgaria will depend on the success made in liberalising the market.
- Both revenue and earnings in the **Environmental Services segment** will continue to develop along a positive trajectory in the 2011/12 financial year given the current contract value of EUR 1.3 billion for international projects, assuming that the order intake is not negatively affected by overall economic developments.
- Earnings of the **Strategic Investments and Other Business** segment are likely to improve, though this forecast is largely contingent on the further development of primary energy and electricity prices at EVN's investments RAG and VERBUND AG.

In sum, we may expect revenue and operating results to remain stable in the 2011/12 financial year if the foregoing assumptions turn out to be true. The financial results should be able to surpass the previous year's level, but this expectation is strongly contingent on trends in the energy sector that will affect EVN's investments as well as the stabilisation of the money and capital markets. All in all, Group net profit should thus be comparable to the level achieved in 2010/11 despite the expected difficult overall economic environment. EVN will strive to maintain its attractive dividend policy in line with its value-oriented growth strategy.

EVN plans to maintain investments in intangible assets and property, plant and equipment at the previous year's level during the 2011/12 financial year. As before, these investments will focus on the network infrastructure in Austria and abroad and power generation from renewable energy sources.

Maria Enzersdorf, November 15<sup>th</sup>, 2011

EVN AG  
The Executive Board



Peter Layr  
Spokesman of the Executive Board



Stefan Szyszkowitz  
Member of the Executive Board



Herbert Pöttschacher  
Member of the Executive Board

# **EVN AG**

**Jahresabschluss 2010/2011  
nach UGB**

## Lagebericht

# Lagebericht für das Geschäftsjahr 2010/11

## Bericht des Vorstandes

### Rechtliches Umfeld

#### Europäische Energiepolitik

Am 10. November 2010 hat die EU Kommission ihre neue Strategie, hinsichtlich einer wettbewerbsfähigen, nachhaltigen und sicheren Energie vorgestellt, die den zuvor im Juni 2010 vom Europäischen Rat verabschiedeten energiepolitischen Zielen „Europa 2020“ entspricht. Dabei hat sie fünf oberste energiepolitische Prioritäten für die nächsten zehn Jahre definiert:

- Realisierung von Energieeinsparungen mit Fokus auf jene beiden Sektoren mit dem größten Potenzial – Verkehr und Gebäude;
- Schaffung eines gesamteuropäischen integrierten Energiemarkts;
- Wettbewerbsfähige Preise und sichere Versorgung durch Energieinfrastrukturinvestitionen, die insgesamt etwa 1 Billion Euro betragen werden;
- Förderung der Technologieführerschaft;
- Wirksames Verhandeln mit internationalen Partnern bzw. Drittländern.

Die Strategie wurde von den Staats- und Regierungschefs auf dem ersten EU-Energiegipfel im Februar 2011 erörtert und verabschiedet. Die EU Kommission wurde beauftragt in den nächsten 18 Monaten konkrete Gesetzgebungsinitiativen und Legislativvorschläge zu erarbeiten.

Die EU hat sich bereits zuvor zum Ziel gesetzt, die Energieeffizienz seiner Mitgliedsländer bis zum Jahr 2020 um 20 % zu steigern. Aus Sicht der EU Kommission wird dieses Ziel ohne die Verabschiedung weiterer Maßnahmen voraussichtlich verfehlt werden, weshalb sie im März 2011 ihren neuen Energieeffizienzplan vorlegte. Darin wurden weitere Maßnahmen definiert, die zu einer Verringerung des Energieverbrauchs führen sollen, wobei der Fokus auf die beiden Bereiche Gebäude und Industrie liegt, auf die in Summe nahezu 70 % des Primärenergieverbrauchs der EU entfallen. Zur Realisierung der Einsparpotenziale sollen nach Vorstellungen der EU Kommission angemessene Finanzierungshilfen sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene angeboten werden. Zur weiteren Konkretisierung wird die EU Kommission auch zum Energieeffizienzplan 2011 Rechtsetzungsvorschläge erarbeiten.

Kurz nach dem Berichtszeitraum präsentierte die EU Kommission am 19. Oktober 2011 ihren Vorschlag für Leitlinien zur Ausgestaltung der transeuropäischen Energienetze, das sogenannte EU-Energieinfrastrukturpaket 2020/30. Mit diesem Paket sollen vorrangige Netzausbauprojekte in den Mitgliedsstaaten identifiziert und gefördert werden, die bis 2020 ein EU-weites sicheres Energienetz und Speicherkapazitäten bilden. Die EU Kommission identifizierte zwölf internationale Transportrouten für Strom-, Gas-, Öl- und CO<sub>2</sub>-Lieferungen.

### Energiepolitisches Umfeld

Der österreichische Nationalrat hat zwischen Oktober 2010 und September 2011 wichtige Gesetze zur vollständigen Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets der EU beschlossen.

So wurde am 1. Dezember 2010 das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) und das Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-Control) verabschiedet. Schwerpunkte des EIWOG 2010 waren die Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber sowie eine klare Verankerung der öffentlichen Interessen an einer gesicherten Energieversorgung Österreichs, das somit bei Genehmigungsverfahren gleichrangig mit Interessen des Umweltschutzes und anderer öffentlicher Interessen zu berücksichtigen ist. Die in Österreich notwendigen Landes-Ausführungsgesetze im Strombereich sind von Seiten des Landes Niederösterreich bereits beschlossen. Im Hinblick auf die Umgestaltung der Behördenstruktur wurde die Unabhängigkeit des Regulators E-Control als Garant für Wettbewerb, Kontrolle und Verbraucherschutz unterstützt.

Am 7. Juli 2011 hat der Nationalrat das Ökostrom-Gesetz 2 beschlossen: Die jährliche Förderung für neue Ökostrom-Projekte (Wind, Biomasse/Biogas und Photovoltaik) wird von derzeit 21 Mio. Euro auf 50 Mio. Euro und die Gesamtförderung bis 2015 von derzeit 350 Mio. Euro auf 550 Mio. Euro angehoben. Die Fördermittel für neue Projekte werden jährlich um 1 Mio. Euro und somit bis 2021 auf 40 Mio. EUR reduziert. Für neue Windkraftprojekte wurden 11,5 Mio. Euro pro Jahr, für Biomasse und Biogasprojekte 10,0 Mio. Euro, für Photovoltaik 8,0 Mio. Euro und für Kleinwasserkraftprojekte 1,5 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. 19,0 Mio. Euro pro Jahr werden flexibel aufgeteilt. Zusätzlich werden einmalig rund 110 Mio. Euro für den vollständigen Abbau der Warteliste aufgewendet. Mit diesen Fördermitteln werden die Betreiber der Ökostromanlagen mindestens über 13 Jahre mit garantierten Einspeisetarifen unterstützt, wodurch die Investitions- und Finanzierungskosten der neuen Anlagen gedeckt und eine Mindestrendite von 6,0 % sichergestellt wird.

Mit diesen Maßnahmen soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von aktuell 68 % auf 85 % bis 2020 erhöht werden. Das entspricht einer Ausbaupkapazität von 11 TWh und bei einem jährlichen Strombedarf von knapp 55 TWh etwa einem Fünftel des Strombedarfs der Endkunden. Die Windkraftkapazitäten werden sich in diesem Zeitraum voraussichtlich von 1.000 MW auf 3.000 MW verdreifachen und jene der Photovoltaik-Anlagen werden von 100 MW auf 1.200 MW ansteigen. Zudem wurde beschlossen, dass Österreichs Atomstrom-Importe spätestens ab 2015 durch Ökostrom bilanziell ausgeglichen werden müssen. Durch diese Novelle sowie den weiteren Ausbau der Wasserkraft stehen ab 2015 zusätzliche Kapazitäten von rund 5 TWh zur Verfügung, womit die nach Österreich importierten Atomstrommengen von durchschnittlich 3,3 TWh pro Jahr deutlich übertroffen werden. Der Anschluss dieser zusätzlichen Kapazitäten an das Versorgungsnetz wird jedoch für die Netzbetreiber eine große Herausforderung darstellen.

Am 19. Oktober 2011 wurde das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) im Nationalrat beschlossen und damit das 3. EU-Energiebinnenmarktpaket hinsichtlich Erhöhung des Wettbewerbs am Gasmarkt vollständig umgesetzt. Die Novelle stärkt die Rechte von Haushalten und Gewerbebetrieben, erhöht die Versorgungssicherheit durch optimale Rahmenbedingungen für Investitionen und schafft die gesetzliche Basis für die Einführung neuer Smart Meters. Zur Förderung des Wettbewerbs ist die Entflechtung der Fernleitungsbetreiber von den übrigen Aktivitäten eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens ein zentrales Ziel dieses Gesetzes. Die Qualitätssicherung und der Ausbau der Gasleitungen werden über die Systemnutzungsentgelte gewährleistet, die eine angemessene Vergütung für die Aufrechterhaltung der Infrastruktur und für neue Investitionen in das Gasnetz ermöglichen. Das neue Marktmodell sowie die Umstellung der Tarife sollen bis 1. Januar 2013 erfolgen.

Im Rahmen des Nationalen Allokationsplans II (2008–2012) wurden der EVN – auf Basis der historischen Emissionen – Gratis-CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in Höhe von jährlich 1,58 Mio. Tonnen zugeteilt, womit ihr langjähriger Bedarfswert um 0,5 bis 0,8 Mio. Tonnen unterschritten wird. Die EVN nimmt im Zuge des Portfolio- und Risikomanagements am Handel mit Emissionszertifikaten teil, um den Mehrbedarf abdecken zu können bzw. die nicht verbrauchten Emissionszertifikate zu verkaufen.

Für Stromnetze wurde Anfang 2006 ein vierjähriges und für Gasnetze Anfang 2008 ein fünfjähriges Anreizregulierungssystem auf einheitlicher Basis eingeführt: Sie sehen eine Abgeltung der Inflation vor, vermindert um eine von allen österreichischen Netzbetreibern erwartete Produktivitätssteigerung sowie um eine unternehmensspezifische Effizienzsteigerung. Als einer der effizientesten Anbieter im Rahmen des zugrunde liegenden Benchmarking-Verfahrens rechnet die EVN für beide Regulierungsperioden mit einer stabilen Entwicklung der Strom- und Gasnetzerlöse. Die wichtigsten Rahmenbedingungen für die zweite Regulierungsperiode für Stromnetze (2010–2013) wurden Ende 2009 verabschiedet. Die wesentlichen Änderungen waren die Aktualisierung des Kapitalkostensatzes (WACC stieg von 6,040 % auf 7,025 %), die Anerkennung von Investitionen, die während der Regulierungsperiode durchgeführt werden, sowie die 50 %ige Weitergabe der Effizienzsteigerung an die Endkunden am Ende der Regulierungsperiode.

## **Wirtschaftliches Umfeld**

Die Dynamik der weltweiten Konjunktur hat sich seit dem Sommer 2011 weiter abgeschwächt, nachdem bereits im zweiten Quartal 2011 das BIP der EU-27 im Vergleich zum Vorquartal um lediglich 0,2 % gestiegen ist. Der Konsum der privaten Haushalte ging im zweiten Quartal 2011 europaweit um etwa 0,2 % zurück.

Diese Frühindikatoren und die Verunsicherungen der Finanzmärkte aufgrund der Staatsschuldenkrise weisen auf eine deutliche Verlangsamung der Wirtschaftsleistung hin. Die bislang stärker gewachsenen Volkswirtschaften der Eurozone trifft diese Entwicklung überdurchschnittlich vehement. Eine hohe Staatsverschuldung zwingt viele Länder zu einem Konsolidierungskurs ihrer Fiskalpolitik. Eine höhere Zinsbelastung für Staatsanleihen belastet die öffentlichen Haushalte zusätzlich.

Im aktuellen Umfeld sind Prognosen zur weiteren gesamtwirtschaftlichen Entwicklung Europas mit der gebührenden Sorgfalt zu beurteilen. Seriöse Einschätzungen gehen für die EU-27 von einem BIP-Wachstum für das Jahr 2011 in Höhe von 1,6 % aus und für 2012 in Höhe von 0,2%. Die Prognosen für Österreich gehen für 2011 von einem BIP-Anstieg von 3,0 % und von 0,8 % bis 1,3 % für 2012 aus.

In Bulgarien bremst weiterhin die schwache Nachfrage des Industrie- wie auch des Privatbereichs das Wirtschaftswachstum. Die Erwartungen für das BIP-Wachstum 2011 und 2012 liegen bei 2,0 %. Rückläufiges Realeinkommen und der damit verbundene schwache Privatkonsum wirken sich auch auf die BIP-Entwicklung in Kroatien aus, wo 2011 ein Anstieg um 1 % und 2012 von 2,0 % erwartet werden.

In Albanien haben die Krisen der beiden wichtigsten Handelspartner Italien und Griechenland den Konjunkturaufschwung gedämpft – die Einschätzungen zur BIP-Entwicklung wurden für 2011 auf 3,5 % und für 2012 auf 3,0 % gesenkt.

Mazedonien erholt sich langsam von der Rezession des Jahres 2009, wiewohl eine schwache Infrastruktur und ein unsicheres Wirtschaftsklima die weitere Entwicklung hemmen. Für 2011 wird ein BIP-Anstieg um 2,0 % und für 2012 um 3,0 % prognostiziert.

## Energiewirtschaftliches Umfeld

		2010/11	2009/10	Veränderung
		GJ	GJ	%
Temperaturbedingter Energiebedarf NÖ <sup>1</sup>		101,7	105,5	-3,0
<b>Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Zertifikate</b>				
Rohölpreis - Brent	EUR/bbl	75,49	57,28	31,8
Gaspreis – GIMP	EUR/MWh	25,82	21,51	20,8
Kohle - API#2 (Notierung in ARA)	EUR/t	86,95	69,49	25,1
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (1.Periode)	EUR/t	14,76	14,23	3,7
<b>Strom - Spotmarkt</b>				
EEX Grundlaststrom	EUR/MWh	51,55	41,28	24,9
EEX Spitzenstrom	EUR/MWh	61,76	52,23	18,2
<b>Strom - Forwardmarkt</b>				
EEX Grundlaststrom	EUR/MWh	50,29	48,87	2,9
EEX Spitzenstrom	EUR/MWh	64,10	67,84	-5,5
<sup>1</sup> Berechnet nach Heizgradsummen; die Basis (100%) entspricht dem Durchschnittswert 1997-2006; ausgewiesene Veränderung in Prozentpunkten Die obige Darstellung enthält Durchschnittswerte.				

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nehmen wesentlichen Einfluss auf die Geschäftsentwicklung der EVN. Die Witterung wirkt sich vor allem auf den Energieverbrauch der Haushalte, insbesondere auf deren Gas- und Wärmenachfrage, aus. Die Energienachfrage von Industrieunternehmen wird hingegen vorwiegend von deren Absatzentwicklung und damit von der Gesamtwirtschaftslage bestimmt.

Seit Dezember 2009 ist der Stromverbrauch Österreichs in jedem Monat über dem des Vergleichsmonats des jeweiligen Vorjahres gelegen. Im vierten Quartal 2010 wurde in Österreich um 4,3 % mehr Strom verbraucht. Neben der kälteren Witterung (-1,6 Grad C) ist der Verbrauchszuwachs vor allem durch einen höheren Bedarf der Industrie aufgrund der stärkeren Nachfrage zu erklären. Im ersten Halbjahr 2011 stieg der Stromverbrauch in Österreich um 0,9 % bzw. 0,3 Terawattstunden (TWh) auf 34,4 TWh, womit beinahe das hohe Verbrauchsniveau vor der Wirtschaftskrise erreicht wurde. Der Verbrauchszuwachs im Bereich der gesamten Elektrizitätsversorgung war deutlich höher als im öffentlichen Netz, wo nur eine geringere Steigerung um 0,4 % bzw. 0,1 TWh gegeben war. Dies deutet darauf hin, dass ein Großteil des Mehrverbrauchs unverändert auf die Wirtschaftsentwicklung zurückzuführen ist.

Die kältere Witterung in Österreich, aber auch in Mazedonien führte für die EVN im Geschäftsjahr 2010/11 zu einer höheren Nachfrage. Der temperaturbedingte Energiebedarf im Heimmarkt lag um 1,7 % über dem langjährigen Durchschnitt. In Mazedonien war der temperaturbedingte Energiebedarf um 1,3 % über dem langjährigen Durchschnittswert sowie um 11,0 % über dem Vorjahreswert. In Bulgarien lagen die Heizgradsummen hingegen zwar um 13,8 % unter dem langjährigen Durchschnitt, jedoch um 6,2 % über jenen des Vorjahres.

Aufgrund der positiven konjunkturellen Entwicklung, insbesondere der weiterhin starken Nachfrage in Asien, lag im Geschäftsjahr 2010/11 der Preis für das in Europa als Referenz geltende Rohöl Brent auf Eurobasis um 31,8 % über dem Vorjahreswert. Die grundsätzlich an den Rohölpreis gekoppelten Gaspreise notierten um 20,8 % über dem Vorjahreswert, die Preise für Kohle sind um 25,1 % gestiegen. Der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate erhöhte sich um 3,7 % auf 14,76 Euro. Die Diskussion um eine Anhebung des europäischen CO<sub>2</sub>-Reduktionszieles von der aktuellen 20 %-Marke auf 30 % und der Atomausstieg in Deutschland hat die CO<sub>2</sub>-Preise ab Anfang Februar 2011 über die 17,0 Euro Marke steigen lassen. Die Schuldenkrise in der EU und die Sorge um die weitere Entwicklung der weltweiten Konjunktur haben im vierten Quartal des Geschäftsjahres 2010/11 zu einem Rückgang der Preise auf das Niveau von knapp über 10,0 Euro geführt.

Die Spot- und Forwardmarktpreise für Strom zeigten im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2010/11 wetterbedingt eine Erhöhung sowie auch im dritten Quartal als Folge der Abschaltung der Atomkraftwerkskapazitäten in Deutschland. Der Preisanstieg ab Mitte März 2011 wurde jedoch durch die höhere Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedämpft. Insgesamt waren die Spotmarktpreise für Grundlaststrom durchschnittlich um 24,9 % und jene für Spitzenlaststrom um 18,2 % über dem Vorjahresniveau. Demgegenüber lagen die Forwardpreise für Grundlaststrom um 2,9 % nur leicht über dem Niveau der Vergleichsperiode und jene für Spitzenlaststrom sanken sogar um 5,5 %. Die Abkoppelung der Entwicklung der Forwardpreise zu jener der Spotmarktpreise zeigt die wachsende Unsicherheit im Bezug auf die weltweite Konjunktur.

Im Sinne der Versorgungssicherheit erfolgt die Energiebeschaffung regelmäßig im Vorhinein auf Termin, weshalb die Preise auf Terminmärkten wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisentwicklung der EVN ausüben. Die Strompreise für die Lieferungen im Geschäftsjahr 2010/11 waren zum Zeitpunkt der Abschlüsse der Kontrakte Anfang Herbst 2010 noch auf einem niedrigeren Niveau, weshalb sich Marktpreiseffekte positiv auf die Ergebnisentwicklung auswirkten. Die langfristig orientierte Einkaufspolitik der EVN ermöglichte die Strompreise seit 1. November 2008, trotz der hohen Volatilitäten an den internationalen Energiemärkten, weiterhin stabil zu halten. Nachdem die Gaspreise an Endkunden im Jänner, März und Dezember 2009 gesenkt wurden und der an den Rohölpreis gekoppelte Gasbezugspreis deutlich angestiegen ist, war eine Erhöhung der Gaspreise an Endkunden per 1. April 2011 betriebswirtschaftlich unumgänglich.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einflussfaktoren lässt sich Folgendes zusammenfassen: Die niedrigen Preise bei der Strombeschaffung wirkten sich grundsätzlich positiv auf den Geschäftsverlauf der EVN aus. Aufgrund der steigenden Gasbezugspreise und der stabilen Gas- und Strompreise an Endkunden geriet im ersten Halbjahr 2010/11 das Ergebnis unter Druck. Die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate waren aufgrund des niedrigen Einsatzes der thermischen Kraftwerke im Geschäftsjahr von untergeordneter Bedeutung.

## Wirtschaftliche Entwicklung

### Kennzahlen zur Ertragslage

	2010/11	2009/10	Veränderung	
	Mio EUR	Mio EUR	Mio EUR	%
<b>Umsatzerlöse</b>	416,8	440,4	-23,7	-5,4%

Die Umsatzerlöse setzen sich aus Stromerlösen in Höhe von 172,8 Mio EUR, Gaserlösen in Höhe von 77,3 Mio EUR, Wärmeerlösen in Höhe von 14,5 Mio EUR und sonstigen Umsatzerlösen in Höhe von 152,2 Mio EUR zusammen.

Die Stromerlöse zeigen aufgrund des anhaltend geringeren Spreads zwischen Verkaufs- und Primärenergiepreisen einen deutlichen Rückgang von 60,3 Mio EUR. Im Vorjahr war es noch gelungen, einen Grossteil der produzierten Energie bereits im Vorfeld zu hohen Marktpreisen zu verkaufen. Während die regulären Gaserlöse gegenüber dem Vorjahr um 8,4 Mio EUR gestiegen sind, konnten die Gesamtgaserlöse aufgrund von Handelsaktivitäten um 29,4 Mio EUR gesteigert werden.

Die sonstigen Umsatzerlöse stiegen um 5,5 Mio EUR an, was unter anderem aus einer gesteigerten Leistungserbringung im Konzern resultiert.

Berechnung	2010/11	2009/10	Veränderung	
	Mio EUR	Mio EUR	Mio EUR	%
<b>Ergebnis vor Zinsen und Steuern</b>	191,1	202,9	-11,8	-5,8%
+ Zinsen und ähnliche Aufwendungen gemäß § 231 (2) Z 15 UGB				

Die Aufwendungen für Primärenergie, CO<sub>2</sub>-Kosten und Strombezugskosten betragen im abgelaufenen Geschäftsjahr 196,6 Mio EUR (Vorjahr: 254,4 Mio EUR). Die Abweichung resultiert hauptsächlich aus der Verwendung von im Vorjahr gebildeten Rückstellungen für drohenden Verluste sowie aus gesunkenen Gaseinsatzkosten.

An Materialaufwand und sonstigen bezogenen Leistungen sind 78,9 Mio EUR (Vorjahr 83,4 Mio EUR) angefallen. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang von 4,5 Mio EUR, welcher unter anderem auf eine Reduktion der Instandhaltungsaufwendungen zurückzuführen ist.

Der Personalaufwand betrug im Geschäftsjahr 2010/11 85,7 Mio EUR (Vorjahr 80,8 Mio EUR). Bei der EVN AG waren zum Bilanzstichtag 695 Angestellte auf Vollzeitbasis beschäftigt. Bei der EVN AG sind derzeit keine Lehrlinge in Ausbildung. Daraus resultiert ein Personalaufwand pro Mitarbeiter von 0,1 Mio EUR. Der Umsatz pro Mitarbeiter beträgt 0,6 Mio EUR.

Die Abschreibungen betragen im Berichtszeitraum 12,4 Mio EUR und lagen damit um 7,0 Mio EUR über dem Niveau des Vorjahrs. Dies ist auf eine außerplanmäßige Abschreibung der beiden Gaskraftwerke Theiß und Korneuburg zurückzuführen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen belaufen sich auf 40,4 Mio EUR (Vorjahr 37,0 Mio EUR). Diese setzen sich hauptsächlich aus Pacht-, Versicherungs-, Beratungs-, Kopieraufwendungen, Konzernverrechnungen sowie sonstigen Steuern und Abgaben zusammen.

Aufgrund der oben angeführten Rahmenbedingungen verzeichnete die EVN AG einen positiven Betriebserfolg in Höhe von 10,4 Mio EUR (Vorjahr -13,9 Mio EUR), was einen Anstieg von 24,3 Mio EUR gegenüber dem Vorjahr bedeutet.

Das Finanzergebnis ist vor allem durch Beteiligungserträge, Zinsaufwendungen und –erträge sowie durch sonstige Finanzaufwendungen und –erträge geprägt. Das Beteiligungsergebnis ist gegenüber dem Vorjahr um 4,9 Mio EUR auf 207,9 Mio EUR gesunken, was auf niedrigere Ausschüttungen der Beteiligungsunternehmen zurückzuführen ist. Die Aufwendungen aus Finanzanlagen sowie Wertpapieren

## EVN AG, Maria Enzersdorf

des Umlaufvermögens sind auf 50,2 Mio EUR angestiegen. Der Grund hierfür ist in erster Linie Teilwertabschreibungen auf die Shkodra Region Beteiligungsholding GmbH sowie auf die EVN Beteiligungsgesellschaft Alpha GmbH.

Insgesamt konnte ein Finanzergebnis in Höhe von 135,4 Mio EUR erzielt werden, welches um 39,5 Mio EUR oder 22,6 % unter dem Vorjahr liegt.

Die beschriebenen Entwicklungen führten zu einem Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit (EGT) von 145,8 Mio EUR; dies bedeutet eine Reduktion von 15,2 Mio EUR bzw. 9,4 %; das Ergebnis vor Zinsen und Steuern hat sich um 11,8 Mio EUR auf 191,1 Mio EUR reduziert.

Berechnung	2010/11	2009/10
	%	%
<b>EBIT-Marge</b>	2,5%	n.a.
	<u>Betriebsergebnis</u>	
	Umsatzerlöse	

Aufgrund des erwirtschafteten negativen Betriebsergebnisses kann für das Geschäftsjahr 2009/10 keine EBIT-Marge ermittelt werden.

Berechnung	2010/11	2009/10
	%	%
<b>Eigenkapitalrentabilität</b>	8,7%	11,0%
	<u>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</u>	
	durchschnittliches Eigenkapital	

Die Eigenkapitalrentabilität vor Steuern ist gesunken, da das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit gesunken ist.

Berechnung	2010/11	2009/10
	%	%
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>	5,9%	6,6%
	<u>Ergebnis vor Zinsen und Steuern</u>	
	durchschnittliches Gesamtkapital	

Da das Ergebnis vor Zinsen und Steuern stärker gesunken als das durchschnittliche Gesamtkapital gestiegen ist, ist die Gesamtkapitalrentabilität geringfügig gesunken.

**Kennzahlen zur Vermögens- und Finanzlage**

Berechnung		30.09.2011	30.09.2010	Veränderung	
		Mio €	Mio €	Mio €	%
<b>Nettoverschuldung</b>	Verzinsliches Fremdkapital - Flüssige Mittel	1.077,4	935,1	142,3	15,2%

Das verzinsliche Fremdkapital und die flüssigen Mittel berechnen sich dabei folgendermaßen:

Berechnung		30.09.2011	30.09.2010	Veränderung	
		Mio €	Mio €	Mio €	%
<b>Verzinsliches Fremdkapital</b>	Anleihen	1.161,4	1.185,2	-23,8	-2,0%
	+ Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten				
	+ Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundene Unternehmen				
	+ Rückstellungen für Abfertigungen				
	+Rückstellungen für Pensionen				
	+Rückstellungen für Jubiläumsgelder				

		30.09.2011	30.09.2010	Veränderung	
		Mio €	Mio €	Mio €	%
<b>Flüssige Mittel</b>	Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten, Wertpapiere des UV sowie aus sonstigem Finanzvermögen	84,0	250,2	-166,2	-66,4%

Aufgrund Reduzierung des kurzfristigen Wertpapierbestandes bei einem leicht gesunkenen Stand des verzinslichen Fremdkapitals hat sich die Nettoverschuldung um 15,2% auf 1.077,4 Mio EUR erhöht.

Berechnung		30.09.2011	30.09.2010	Veränderung	
		Mio €	Mio €	Mio €	%
<b>Nettoumlaufvermögen</b>	Umlaufvermögen	-12,6	-22,1	9,5	42,9%
	- <u>langfristiges Umlaufvermögen</u>				
	=Kurzfristiges Umlaufvermögen				
	- <u>kurzfristiges Fremdkapital</u>				
	=Nettoumlaufvermögen				

Der Anstieg des Nettoumlaufvermögens ist auf einen höheren Anstieg der kurzfristigen sonstigen Forderungen gegenüber dem kurzfristigen Fremdkapitals zurückzuführen.

Berechnung		30.09.2011	30.09.2010
		%	%
<b>Eigenkapitalquote</b>	<u>Eigenkapital</u> Gesamtkapital	54,0%	48,8%

Die Bilanzsumme beträgt im Geschäftsjahr 2010/11 3.366,8 Mio EUR (VJ: 3.111,1 Mio EUR) und hat sich damit gegenüber dem Vorjahr um 255,7 Mio EUR bzw. 8,2 % erhöht. Das wirtschaftliche Eigenkapital der Gesellschaft hat sich um 19,7 % gegenüber dem Vorjahr erhöht und beläuft sich unter Berücksichtigung der un versteuerten Rücklagen auf 1.831,8 Mio EUR (VJ: 1.529,8 Mio EUR).

Das um 8,2 % erhöhte Gesamtkapital führt bei einem vor allem aufgrund des Jahresergebnisses 2010/11 und der im Geschäftsjahr durchgeführten Kapitalerhöhung zu einem Anstieg der Eigenkapitalquote um 5,3 %-Punkte.

	Berechnung	<b>30.09.2011</b>	<b>30.09.2010</b>
		%	%
<b>Nettoverschuldungsgrad</b>	<u>Nettoverschuldung</u>	59,2%	61,6%
	Eigenkapital		

Aufgrund des stärker als wie die Nettoverschuldung gestiegenen Eigenkapitals reduzierte sich der Nettoverschuldungsgrad auf 59,2 %. Erläuterungen dazu siehe Kennzahl: Nettoverschuldung.

### Geldflussrechnung

Berechnung		<b>2010/11</b>	<b>2009/10</b>	<b>Veränderung</b>	
		Mio EUR	Mio EUR	<b>Mio EUR</b>	<b>%</b>
<b>Geldflussrechnung</b>	Geldfluss aus dem Ergebnis	335,3	164,7	170,6	103,6
	Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	354,9	259,8	95,1	36,6
	Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-319,8	-66,2	-253,6	383,1
	Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	80,9	-69,0	149,9	-217,2
<b>Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes</b>		<b>116,0</b>	<b>124,6</b>	<b>-8,6</b>	<b>6,9</b>

Ausgehend von einem Jahresüberschuss in Höhe von 193,9 Mio EUR konnte ein Cashflow der laufenden Geschäftstätigkeit von 354,9 Mio EUR erwirtschaftet werden. Während sich der Abbau der sonstigen Vermögensgegenstände und Rechnungsabgrenzungsposten positiv auf den operativen Cashflow ausgewirkt hat, wirkten sich die Erhöhung der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie der Abbau der übrigen Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungsposten negativ auf den operativen Cashflow aus.

Aufgrund der weiterhin hohen Investitionstätigkeit belief sich der Cashflow aus der Investitionstätigkeit auf -319,8 Mio EUR.

Ausgehend von der im Geschäftsjahr 2010/11 durchgeführten Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn 2009/10 in Höhe von 71,8 Mio EUR, einer Reduktion der langfristigen Finanzverbindlichkeiten sowie einer Erhöhung der kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten weist die EVN AG einen Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit in Höhe von 80,9 Mio EUR aus.

Insgesamt resultierte aus dieser Entwicklung eine Erhöhung des Finanzmittelbestandes um 116,0 Mio EUR.

### Zweigniederlassungen

EVN verfügt über keine Zweigniederlassungen im Sinne des § 243 Abs 3 Z 4 UGB; die im Geschäftsjahr 2004/05 noch vorhandenen wirtschaftlich und organisatorisch unselbständigen Außenstellen für den Kundendienst und die technische Netzbetreuung wurden im Zuge der Ausgliederung des Netzbetriebes in die EVN Netz GmbH überführt.

## **Forschung- und Entwicklung**

Die EVN engagiert sich in zahlreichen nationalen und internationalen Forschungs- und Entwicklungsprojekten und nimmt in Österreich seit Jahrzehnten eine führende Rolle bei der Weiterentwicklung von hocheffizienten und umweltschonenden Kraftwerken sowie der Nutzung und Erforschung neuer und innovativer Technologien ein. Die EVN AG setzt dabei unter anderem auf Forschungsk Kooperationen mit Höheren Technischen Lehranstalten, Fachhochschulen und Technischen Universitäten.

Im Geschäftsjahr 2010/11 wurden mehr als 1,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,6 Mio. Euro) für Forschungs- und Entwicklungsprojekte vor allem in den Bereichen erneuerbare Energiequellen (z. B. Solarthermie, Smart Metering, CCS-Technologien (z. B. CO<sub>2</sub>-Verwertung)) aufgewendet. Davon wurden der EVN AG rund 14 % durch Forschungsförderungseinrichtungen vergütet. Eine weitere finanzielle Unterstützung der EVN durch öffentliche Stellen findet nicht statt. Soweit vereinzelte Materiengesetze die Möglichkeit der Inanspruchnahme von Förderungen vorsehen, wie dies beispielsweise beim Ökostromgesetz der Fall ist, prüft die EVN das Vorliegen der Voraussetzungen und beantragt gegebenenfalls die dafür vorgesehenen Mittel.

In Kooperation mit der HELIOVIS AG und der TU Wien forscht die EVN an einem Solarthermie-Projekt. Zentraler Bestandteil dieser CSP (Concentrated Solar Power)-Demonstrationsanlage am Kraftwerkstandort Dürnröhr ist ein sogenannter HELIOtube (Sonnenkonzentrator). Dies ist ein aufblasbarer Sonnenkonzentrator aus Kunststofffolien, der mit Hilfe einer Spiegelfolie das Sonnenlicht konzentriert und es so wirtschaftlich nutzbar macht. In diesem HELIOtube, der dem Tagesverlauf der Sonne folgen kann, wird durch die reflektierende Membran die Sonnenstrahlung gebündelt und in einem Verdampferrohr Wasserdampf erzeugt, der anschließend energetisch verwertet werden kann. Die Demonstrationsanlage soll zu Forschungszwecken für die Dauer von etwa zwei Jahren betrieben werden und Erkenntnisse über die Einsatztauglichkeit im Dauerbetrieb, die Erzeugungskapazität und das Regelverhalten liefern.

## **Umweltschutz und Nachhaltigkeit**

Als verantwortungsbewusstes Energie- und Umweltdienstleistungsunternehmen stellt sich die EVN der Herausforderung, ökonomische, ökologische und sozial-gesellschaftliche Aspekte als Gesamtheit zu betrachten und einen Ausgleich zwischen den Ansprüchen unterschiedlicher Interessengruppen zu schaffen. Aspekte der Nachhaltigkeit und die damit verbundenen Zielsetzungen bilden hiermit einen integralen Bestandteil der Unternehmensstrategie.

Die Forcierung erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Wasserkraft, Sonnenenergie und Biomasse bilden einen wesentlichen Schwerpunkt der strategischen Ausrichtung der EVN in den nächsten Jahren. Zur Minimierung der Umweltrisiken sind alle emissionsrelevanten Anlagen der EVN nach EMAS und ISO 14001 zertifiziert und werden jährlich extern auditiert. Den Kern dieser Umweltmanagementsysteme bildet ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess, der sicherstellt, dass im Hinblick auf Risikominimierung bei potenziell gefährdeten Arbeitsabläufen Kennzahlen und Umweltauswirkungen erhoben und analysiert, Stärken und Schwächen erkannt sowie mögliche Verbesserungspotenziale aufgezeigt und genutzt werden.

Neben zahlreichen Projekten zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, zur Steigerung der Energieeffizienz und zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energiequellen wurden zusätzlich Projekte zur Sicherstellung der Artenvielfalt realisiert, ökologische Ausgleichsflächen geschaffen sowie ein internes Umweltcontrolling eingeführt.

Aufgrund der operativen Ausrichtung und der in vielen Bereichen sensiblen Berührungspunkte sucht die EVN AG den aktiven Dialog mit ihren Interessengruppen und nimmt Anliegen, aber auch kritische Bedenken bei Ausbauvorhaben der Netze und Produktionsanlagen überaus ernst. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Durchführung von Umwelt- und Sozialverträglichkeitsprüfungen bei neuen Großprojekten. Daneben setzt die EVN auf die frühzeitige, umfassende und offene Einbindung von Stakeholdern in Entscheidungsprozesse. Vom Kleinwasserkraftwerk über Leitungsprojekte, Windparks bis hin zu Abfallverwertungsanlagen – sie alle werden unter aktiver Einbindung von Anrainern,

Bürgerinitiativen, NGOs, politischen Vertretungen, Vereinen und lokalen Initiativen geplant und realisiert. Die Planung und Errichtung von Infrastrukturprojekten wird beispielsweise immer unter Einbindung einer ökologischen Bauaufsicht durchgeführt.

## **Human Resources**

Gerade in einem liberalisierten Markt stellt ein hohes Kompetenzniveau der Mitarbeiter einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar. Die EVN AG investiert daher laufend und bedarfsorientiert in die Aus- und Weiterbildung ihrer Mitarbeitenden, in Sicherheitsmaßnahmen und in die Implementierung moderner Führungsinstrumente.

In ihrem Bestreben, sich als attraktiver und fairer Arbeitgeber zu erweisen, sieht sich die EVN AG ihren Mitarbeitern gegenüber einer Reihe fundamentaler Grundsätze verpflichtet:

Eine Selbstverständlichkeit bildet die Gleichbehandlung und Chancengleichheit sämtlicher Mitarbeiter. In der Praxis bedeutet dies die Herausforderung, keine Mitarbeiter aus Gründen des Alters, des Gesundheitszustandes, der nationalen oder ethnischen Herkunft oder des Geschlechts zu diskriminieren. Gesetzliche Vorschriften zum Thema Sicherheit werden durch ein umfangreiches internes organisatorisches Regelwerk sowie ein speziell auf die Arbeitsbedingungen in der Energiewirtschaft zugeschnittenes „Handbuch Sicherheit“ ergänzt.

Aktuelle und umfassende Information der Belegschaft über die laufende Entwicklung des Unternehmens zählt zu den wichtigsten Kommunikationsaufgaben in der EVN AG.

Die EVN AG bietet ihren Mitarbeitern ein Gleitzeitmodell ohne Kernzeit, d.h. ohne fixe Anwesenheitsverpflichtung, um durch einen höheren Grad an Eigenverantwortung das generelle Effizienzniveau im Unternehmen sowie den Servicegrad im Kundendienst weiter zu steigern.

Mit insgesamt rund 0,3 Mio EUR lagen die Aufwendungen für Weiterbildung (Seminarergebühren, Trainer, e-Learning) im Geschäftsjahr 2010/11 leicht unter dem Niveau des Vergleichszeitraums 2009/10.

Der Erfolg dieser Initiativen zeigt sich nicht zuletzt an der hohen Zufriedenheit der Mitarbeiter, die dem Unternehmen im Schnitt über mehr als 25 Jahre angehören. Im Einklang damit zeigt die Fluktuationsrate der bei der EVN Beschäftigten mit rund 1 % einen extrem niedrigen Wert.

## **Risikomanagement**

### **Risikodefinition**

EVN AG definiert Risiko als Gefahr der negativen Abweichung von geplanten Unternehmenszielen. Bei der Beurteilung und der Steuerung der Risiken werden auch die damit verbundenen Chancen berücksichtigt.

### **Risikomanagementprozess**

Primäres Ziel des Risikomanagements ist die gezielte Sicherung bestehender und zukünftiger Ertragspotenziale. Im Rahmen des Risikomanagementprozesses stellt das zentral organisierte Risikocontrolling den dezentralen Risikoverantwortlichen geeignete Methoden und Werkzeuge zur Identifikation und Bewertung von Risiken zur Verfügung. Die risikoverantwortlichen Geschäftseinheiten kommunizieren ihre Risikopositionen an das zentrale Risikocontrolling. Gemeinsam werden geeignete Maßnahmen zur Risikominimierung definiert für deren Umsetzung die dezentralen Geschäftseinheiten verantwortlich sind. Im zentralen Risikocontrolling erfolgt die Analyse und Bewertung der Gesamtrisikosituation der EVN AG und des EVN Konzerns.

### **Risikoprofil**

#### Operative Risiken

Aufgrund von wirtschaftlichen, politischen und technologischen Entwicklungen kann es zu einem Rückgang der Nachfrage nach Strom, Erdgas und Wärme kommen. Zudem besteht das Risiko, dass sich die Witterungsverhältnisse nachteilig auf die Energienachfrage auswirken. Steigende bzw. volatilere Beschaffungskosten für Primärenergie sowie eine Intensivierung des Wettbewerbs können die Deckungsbeiträge der EVN AG beeinflussen und zu Kundenverlusten führen. Absicherungsstrategien wie die längerfristige Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten, der Abschluss von Termingeschäften, die Diversifikation des Kundenportfolios sowie diversifizierte Kundenangebote bewirken eine Risikominimierung. Im Energiebereich können zudem operative Risiken wie Betriebsunterbrechungen bei Produktion und Vertrieb von elektrischer Energie und Fernwärme sowie bei Beschaffung und Vertrieb von Erdgas auftreten. Das Energiegeschäft umfasst gefährliche Tätigkeiten, welche die EVN AG dem Risiko wesentlicher Haftungen aussetzen und die strikte Einhaltung von Sicherheitsrichtlinien erfordern. Vor allem im Erzeugungsbereich ist EVN AG Projektrisiken und dem Risiko der mangelhaften oder Nichterfüllung vertraglich festgelegter Leistung im Rahmen des Fremdbezugs ausgesetzt. Durch das Eingehen von Partnerschaften (Joint Ventures, Syndikatsverträge) können Risiken wie Interessenskonflikte, eingeschränkte Kontroll- und Steuerungsmöglichkeiten sowie der Ausstieg oder Ausfall des Partners erwachsen. Zudem besteht die Gefahr, dass erforderliche Genehmigungen und Lizenzen durch Verschulden von EVN AG nicht erteilt oder verlängert werden.

#### Finanzrisiken

Die Steuerung von Zins-, Wechselkurs- und Marktpreisrisiken erfolgt unter anderem durch den Einsatz derivativer Absicherungsinstrumente. Kreditrisiken wird durch Einholen von externen Ratings, einem Limitsystem sowie einer gezielten Strategie der Diversifizierung von Geschäftspartner entgegengewirkt. Im Finanzbereich ist EVN AG zudem dem Risiko einer Ratingverschlechterung sowie dem Risiko des Schlagendwerdens von Garantien ausgesetzt. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass Abschreibungen auf Finanzanlagen erforderlich werden. Dem Liquiditätsrisiko wird mit regelmäßigen Liquiditätsanalysen und einer langfristig abgestimmten, zentral gesteuerten Finanzplanung vorgebeugt.

#### Politische und rechtliche Risiken

Eine Veränderung des regulatorischen Umfelds, politische Einflussnahme bei Großprojekten sowie verschärfte Auflagen im Bereich der Umweltgesetzgebung sind die primären Treiber politischer und rechtlicher Risiken. Zudem stellt die teilweise bestehende politische und wirtschaftliche Instabilität in den Märkten Süd(ost)europas ein Risiko dar, dem durch Kooperation mit lokalen, regionalen, nationalen und internationalen Behörden und Interessensvertretungen begegnet werden kann. Rechtliche bzw. politische Einflussnahme wird durch gezieltes Eingehen von strategischen Partnerschaften bei Großprojekten verringert, wobei Haftungs- und Durchgriffsrechte durch gesellschaftsrechtliche Strukturen gesteuert werden. Rechts- und Prozessrisiken bestehen vor allem im Zusammenhang mit anhängigen Gerichts- und Schiedsgerichtsverfahren betreffend diverse Kraftwerksprojekte sowie das Geschäft des EVN Konzerns in Mazedonien.

### Gesamtrisikoprofil

Da sich das Risikoprofil der EVN AG expansionsbedingt kontinuierlich verändert, sind eine eingehende und laufende Auseinandersetzung mit Risiken sowie ein effizientes Risikomanagement essentiell. Im Rahmen der jährlich durchgeführten Konzernrisikoinventur konnten keine bestandsgefährdenden Risiken identifiziert werden.

### **Wesentliche Merkmale des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems in Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess**

Gemäß § 243a Abs 2 UGB in der Fassung des URÄG 2008 sind im Lagebericht von Gesellschaften, deren Aktien zum Handel auf einem geregelten Markt zugelassen sind, die wichtigsten Merkmale des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess zu beschreiben. Die Einrichtung eines angemessenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess liegt gemäß § 82 AktG in der Verantwortung des Vorstandes.

Gemäß der Verpflichtung des URÄG 2008 hat die EVN ihr internes Kontrollsystem zu einem „Risikoorientierten Internen Kontrollsystem“ (RIKS) weiterentwickelt und implementiert. Das RIKS wird durch Kontrollen der identifizierten risikobehafteten Prozesse in regelmäßigen Abständen überwacht. Das Ergebnis dieser Überwachungstätigkeiten wird dem Management und dem Aufsichtsrat berichtet. Das RIKS gewährleistet klare Zuständigkeiten und eliminiert überflüssige Prozessschritte, wodurch die Sicherheit in den Abläufen für die Erstellung der Finanzdaten weiter erhöht wird.

Für die Beschreibung der wesentlichen Merkmale wird die Struktur des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) herangezogen. Das COSO Rahmenwerk besteht aus fünf zusammenhängenden Komponenten: Kontrollumfeld, Risikobeurteilung, Kontrollmaßnahmen, Information und Kommunikation sowie Überwachung.

### Kontrollumfeld

Der von der EVN festgelegte Verhaltenskodex und die darin zugrundegelegten Wertvorstellungen gelten für die Mitarbeitenden des gesamten Konzerns. Der Verhaltenskodex der EVN ist auf <http://www.evn.at/verhaltenskodex.aspx> in deutscher und unter <http://www.evn.at/code-of-conduct.aspx> in englischer Sprache abrufbar.

Die Erstellung des Jahresabschlusses erfolgt durch die kaufmännischen Funktionen Controlling und Rechnungswesen. Der Abschlussprozess der EVN basiert auf einer einheitlichen Bilanzierungsrichtlinie, die neben den Bilanzierungsvorschriften auch die wesentlichen Prozesse und Termine konzernweit festlegt. Für die internen Abstimmungen und sonstigen Abschlussarbeiten bestehen verbindliche Anweisungen.

Die am Rechnungslegungsprozess beteiligten Mitarbeitenden erfüllen die qualitativen Anforderungen und werden regelmäßig geschult. Komplexe versicherungsmathematische Gutachten und Bewertungen werden durch darauf spezialisierte Dienstleister oder qualifizierte Mitarbeitende erstellt.

Im Zuge der Einführung des RIKS wurden im Rechnungswesen die Prozesse definiert, welche für dieses System relevant sind. In diesen Prozessen wurden die Prozessschritte, welche ein Risiko beinhalten gekennzeichnet, und festgelegt durch welche Kontrollmaßnahmen die Risiken zu überwachen sind.

Für die Einhaltung der Prozesse sowie den zugehörigen Kontrollmaßnahmen sind die jeweiligen Prozessverantwortlichen, das sind im Wesentlichen die Leiter der strategischen Geschäftseinheiten sowie der Konzernfunktionen, zuständig.

### Risikobeurteilung und Kontrollmaßnahmen

Zur Vermeidung von wesentlichen Fehldarstellungen bei der Abbildung von Transaktionen wurden mehrstufig aufgebaute Sicherungsmaßnahmen implementiert, mit dem Ziel, dass die Einzelabschlüsse nach IFRS sämtlicher Tochtergesellschaften richtig erfasst werden. Diese Maßnahmen umfassen automatisierte Kontrollen in der Konsolidierungssoftware als auch manuelle Kontrollen in den kaufmännischen Konzernfunktionen Controlling und Rechnungswesen.

## **EVN AG, Maria Enzersdorf**

Die Kontrollmaßnahmen reichen von der Durchsicht der verschiedenen Ergebnisse durch die verantwortlichen Mitarbeitenden bis hin zur Überleitung von Konten und der Analyse der Prozesse im Rechnungswesen.

Das RIKS und die für das Rechnungswesen relevanten Prozesse werden mindestens einmal jährlich vom zuständigen Assessor dahingehend überprüft, ob die Kontrollen durchgeführt worden sind, ob es Risikovorfälle im Geschäftsjahr gegeben hat und ob die Kontrollen weiterhin geeignet sind, die vorhandenen Risiken abzudecken. Im Geschäftsjahr 2010/11 kam es aufgrund der laufenden Weiterentwicklung des RIKS zu Prozessadaptionen und –verbesserungen.

### Information, Kommunikation und Überwachung

Der Aufsichtsrat wird vom Vorstand vierteljährlich mit einem umfassenden Bericht über die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, der sowohl eine Bilanz als auch eine Gewinn- und Verlustrechnung enthält, informiert. Darüber hinaus gibt es einmal jährlich eine RIKS Berichtserstattung an den Vorstand und Aufsichtsrat, welche als Informationsgrundlage zur Beurteilung der Effizienz und Effektivität des RIKS-Systems dient und die Steuerbarkeit des RIKS durch die dafür vorgesehenen Gremien gewährleisten soll. Die RIKS Berichterstellung erfolgt durch den RIKS-Manager in Zusammenarbeit mit dem RIKS-Komitee auf Basis der Informationen der RIKS-Bereichsverantwortlichen, der Kontrolldurchführenden und der Assessoren.

Zur Wahrnehmung der Überwachungs- und Kontrollfunktion im Hinblick auf eine ordnungsgemäße Rechnungslegung und Berichterstattung werden weiters die relevanten Informationen auch den Leitungsorganen und wesentlichen Mitarbeitenden der jeweiligen Gesellschaft zur Verfügung gestellt.

Die interne Revision der EVN führt regelmäßig rechnungswesenbezogene Prüfungen durch, deren Feststellungen ebenfalls bei laufenden Verbesserungen des internen Kontroll- und des Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess Berücksichtigung finden.

## **EVN Aktie**

Die EVN Aktie notiert im Segment „prime market“ der Wiener Börse AG. Der prime market ist ein Marktsegment, in dem Aktien von Gesellschaften aufgenommen werden, welche sich über die für die Zulassung von Aktien zum Amtlichen Handel oder zum Geregelten Freiverkehr an der Wiener Börse AG geltenden gesetzlichen Bestimmungen des Börsengesetzes hinausgehend vertraglich zur Einhaltung erhöhter Transparenz-, Qualitäts- und Publizitätskriterien verpflichten. Die Aufnahmekriterien und Folgepflichten sind im „Regelwerk Prime Market“ geregelt.

Das Grundkapital der EVN AG beträgt 330.000.000 EUR und ist zerlegt in 179.878.402 Stück auf den Inhaber lautende Stückaktien. Form und Inhalt der Aktienurkunden, Gewinnanteilscheine, Erneuerungsscheine, Zwischenscheine, Zwischensammelurkunden, Teilschuldverschreibungen, Zins- und Optionsscheine setzt der Vorstand fest. Der Anspruch auf Einzelverbriefung der Aktien ist ausgeschlossen. Alle Aktien haben die gleichen Rechte und Pflichten. Es gibt keine über die allgemeinen Bestimmungen des Aktienrechts hinausgehenden Beschränkungen der Stimmrechte.

Die Aktionärsstruktur der EVN hat sich gegenüber dem Jahresultimo 2009/10 verändert. Auf Basis verfassungsrechtlicher Vorschriften ist das Land Niederösterreich, das seine Anteile über die NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH hält, mit rund 51 % Mehrheitseigentümer der EVN AG. Von der deutschen EnBW Energie Baden-Württemberg AG werden laut börsenrechtlicher Meldung der EnBW vom 30.10.2010 über 32,5 % der Aktien gehalten. Die übrigen Aktien entfallen auf den Streubesitz.

In der 80. Hauptversammlung am 15.1.2009 wurde der Vorstand der EVN AG ermächtigt, auf Inhaber lautende Stückaktien für Zwecke der Ausgabe an Arbeitnehmer, leitende Angestellte und Mitglieder des Vorstands oder Aufsichtsrats der Gesellschaft oder eines mit ihr verbundenen Unternehmens sowie zweckfreier Erwerb bis höchstens 10 % des Grundkapitals der EVN AG während einer Geltungsdauer von 30 Monaten ab dem Tag der Beschlussfassung zu erwerben und ohne weiteren Beschluss der Hauptversammlung einzuziehen. Diese Ermächtigung ersetzte die durch Beschluss der Hauptversammlung am 17.1.2008 erteilte Ermächtigung zum Rückerwerb eigener Aktien. Im Rahmen des aufgrund der ersten Ermächtigung abgeschlossenen Aktienrückkaufsprogramms wurden 534.864 Stück eigene Aktien (0,33 % des Grundkapitals) mit einem Anschaffungswert von 8,0 Mio EUR erworben. Davon wurden im August

## **EVN AG, Maria Enzersdorf**

2010 67.536 Stück an Stelle einer aufgrund einer Betriebsvereinbarung vorgesehenen Sonderzahlung an EVN Mitarbeiter übertragen. Damit standen zum 30.09.2010 467.328 Stück eigene Aktien im Eigentum der EVN AG.

Im Geschäftsjahr 2010/11 wurden weitere 69.068 Stück an die Mitarbeiter übertragen, sodass zum 30.09.2011 398.260 Stück eigene Aktien im Eigentum der EVN AG stehen.

In der 81. Hauptversammlung am 21.01.2010 wurde der Vorstand für höchstens fünf Jahre nach Eintragung der Satzungsänderung ermächtigt, das Grundkapital um bis zu 30.000.000 EUR, allenfalls in mehreren Tranchen, durch Ausgabe von bis zu 16.352.582 Stück auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen und die jeweilige Ausübung, den Ausgabekurs sowie die Ausgabebedingungen im Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat festzusetzen, sofern sichergestellt ist, dass der Anteil der Beteiligung der NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH an der EVN AG auch nach der Kapitalerhöhung nicht unter 51 % des Grundkapitals an der EVN AG fällt (§ 2 Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden (BGBl I 143/1998), und § 1 NÖ Landesbeteiligungsgesetz (NÖ LGBl 3930-0)).

Im Oktober 2010 hat der Vorstand von dieser Ermächtigung Gebrauch gemacht und eine 10 %-ige Kapitalerhöhung durchgeführt. Die Kapitalerhöhung führte zu einer Erhöhung des Grundkapitals der EVN AG auf 330.000.000 Euro und zu einer Ausgabe von 16.352.582 neuen Stückaktien der EVN AG; sie wurde per 30. Oktober 2010 im Firmenbuch eingetragen.

## **Strategie und Zielsetzungen**

Als diversifiziertes Unternehmen im Energie- und Umweltbereich will die EVN AG ausgehend von Niederösterreich durch ihre Beteiligungsunternehmen eine starke Position sowohl in Zentral- als auch in Mittel- und Osteuropa erreichen und langfristig halten. Basierend auf einer nachhaltig orientierten Unternehmensführung soll die Zielsetzung einer kontinuierlichen und nachhaltigen Unternehmenswertsteigerung angestrebt werden. Um diese Ziele zu verwirklichen, wurden strategische Vorgaben und Zielsetzungen in enger Abstimmung mit dem Aufsichtsrat erarbeitet, die für alle Beteiligungen der EVN AG Gültigkeit haben und die unter Einhaltung aller interner Kontrollmechanismen zu nachhaltigem Wachstum der EVN AG und ihrer Beteiligungen führen sollen.

Neben dem klassischen Kerngeschäft Energie wurde und wird die Geschäftstätigkeit der EVN Beteiligungen um Geschäftsfelder im Umweltbereich wie Wasserver- und Abwasserentsorgung sowie thermische Abfallverwertung kontinuierlich auf- und ausgebaut. Für die Zukunftsfähigkeit der EVN ist ein flexibler Energiemix von entscheidender Bedeutung. Langfristig hat sich die EVN das Ziel gesetzt, 40 % bis 60 % des Stromabsatzes aus eigener Erzeugung bzw. Strombezugsrechten zu generieren und dabei den Anteil erneuerbarer Energieträger auf 50 % zu steigern.

Im Sinne der Breite des Produktangebots und horizontaler Verflechtung der Geschäftsbereiche wird eine Verschränkung der einzelnen Geschäftsbereiche angestrebt, die synergetische Vorteile bei der Markterschließung und bei Projektrealisierungen aber auch durch akkordierte Beschaffungsvorgänge gewährleistet.

## **Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Bilanzstichtag**

Am 3. Oktober 2011 beschloss der Vorstand die Emission einer Anleihe in Höhe von 300 Mio. Euro. Am 6. Oktober 2011 wurde die Emission der Anleihe über die Börse abgeschlossen. Die Transaktion wurde von der Deutschen Bank Aktiengesellschaft, der Raiffeisen Bank International AG und Societe General CIB begleitet. Die neue Anleihe hat mit einem Fälligkeitsdatum 13. April 2022 eine Laufzeit von 10,5 Jahren und weist eine Stückelung von EUR 1.000 auf. Der fixe Kupon wurde mit 4,25% und der Emissionskurs mit 99,235% festgelegt.

Mit Dezember 2011 plant die EVN eine Anleihe über 300 Mio. Euro mit Fälligkeitsdatum 14. Dezember 2011 zu tilgen.

Darüber hinaus lagen zwischen dem Bilanzstichtag 30. September 2011 und der Fertigstellung des vorliegenden Abschlusses keine wesentlichen Ereignisse nach dem Bilanzstichtag.

## **Ausblick**

Der Geschäftserfolg der EVN AG und ihrer Beteiligungen hängt im Energiebereich vor allem von den Stromhandelspreisen auf den europäischen Spot- und Terminmärkten sowie von den Preisen für Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate ab. Zusätzlich wirkt sich die Entwicklung der Außentemperaturen auf die Energieabsatzmengen aus.

Der Geschäftserfolg der EVN AG wird im Geschäftsjahr 2011/12 von der außerordentlich ungünstigen Marktbedingung für die thermischen Kraftwerke geprägt sein. Es werden nach wie vor niedrige bzw. negative Spreads zwischen den Primärenergieeinsatzkosten und den Stromhandelspreisen erwartet, die zu einem unverändert niedrigen Einsatz der thermischen Kraftwerke in Niederösterreich führen können. Die aktuelle Entwicklung dieser beiden Faktoren wird daher voraussichtlich zu einem Ergebnis unter dem Niveau des Vorjahres führen.

Die EVN AG geht davon aus, dass das Beteiligungsergebnis auf dem Niveau des Geschäftsjahres 2010/11 gehalten werden kann, wenngleich die Entwicklung und die Zusammensetzung der Erfolgsbeiträge der einzelnen Beteiligungsgesellschaften sehr stark vom weiteren Verlauf der Energiepreise und der Gesamtwirtschaftslage abhängig sein wird.

Insgesamt gestalten sich die wirtschafts- und energiepolitischen Rahmenbedingungen für den Energiesektor zunehmend herausfordernd. Aufgrund der Verfolgung der Strategie einer alle Wirtschaftsstufen umfassenden Geschäftstätigkeit im In- und Ausland sollte jedoch mittel- und langfristig eine weiterhin positive Entwicklung der EVN AG in künftigen Geschäftsperioden zu erwarten sein.

Maria Enzersdorf,  
am 15. November 2011

Der Vorstand

Dipl.-Ing. Dr. Peter Layr eh.      Mag. Stefan Szyszkowitz, MBA      Dipl.-Ing. Herbert Pötttschacher eh.