Приложение VI. Консолидированная финансовая отчетность Эмитента, составленная в соответствии с МСФО за 2005 год, включая заключение аудитора (на английском языке, а также в переводе на русский язык).

«HydroWGC» Group

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
PREPARED IN ACCORDANCE WITH
INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (IFRS)
FOR THE YEAR ENDED 31 DECEMBER 2005

PRICEWATERHOUSECOOPERS

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit
Kosmodamianskaya Nab. 52, Bld. 5
115054 Moscow
Russia
Telephone +7 (495) 967 6000
Facsimile +7 (495) 967 6001
www.pwc.com

AUDITOR'S REPORT

To the shareholders of OAO «HydroWGC»:

1 We have audited the accompanying consolidated balance sheet of OAO «HydroWGC» and its subsidiaries (the "Group") as of 31 December 2005 and the related consolidated statements of income, of cash flow and of changes in equity for the year then ended. These consolidated financial statements as set out on pages 3 to 31 are the responsibility of the Group's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. The consolidated financial statements of the Group as of 31 December 2004 and for the year then ended were not audited by us or other auditors.

2 We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing. Those Standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated interim financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

3 In our opinion the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Group as of 31 December 2005, and the results of its operations and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards.

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

Moscow, Russian Federation
28 August 2006

The firm is an authorized licensee of the tradename and logo of PricewaterhouseCoopers

«HydroWGC» Group
Consolidated Balance Sheet as at 31 December 2005
(in thousands of Russian Rubles)

	Note	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
ASSETS			
Non-current assets			
Property, plant and equipment	5	53,072,362	48,476,842
Deferred tax assets	11	3,066,570	2,607,038
Other non-current assets	6	4,145,701	1,732,491
Total non-current assets		**60,284,633**	**52,816,371**
Current assets			
Cash and cash equivalents	7	797,224	619,017
Accounts receivable and prepayments	8	2,774,769	2,055,920
Inventories	9	457,415	454,479
Other current assets		155,841	97,181
Total current assets		**4,185,249**	**3,226,597**
TOTAL ASSETS		**64,469,882**	**56,042,968**
EQUITY AND LIABILITIES			
Equity			
Share capital			
Ordinary shares (Nominal value RR 103 951 323 thousand)	10	103,951,323	103,951,323
Unpaid share capital	10	-	(2,059,795)
Deficit associated with share capital payment	10	(66,804,105)	(66,804,105)
		37,147,218	**35,087,423**
Retained earnings and other reserves		3,289,276	705,984
Total equity attributable to shareholders of OAO «HydroWGC»		**40,436,494**	**35,793,407**
Minority interest		**11,939,134**	**10,730,121**
Total equity		**52,375,628**	**46,523,528**
Non-current liabilities			
Deferred tax liabilities	11	3,269,925	3,056,553
Non-current debt	12	671,266	220,574
Other non-current liabilities	13	98,829	157,465
Total non-current liabilities		**4,040,020**	**3,434,592**
Current liabilities			
Current debt and current portion of non-current debt	14	3,350,558	1,446,533
Accounts payable and accruals	15	3,556,901	3,670,136
Current profit taxes payable		65,579	42,567
Other taxes payable	16	1,081,196	925,612
Total current liabilities		**8,054,234**	**6,084,848**
Total liabilities		**12,094,254**	**9,519,440**
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		**64,469,882**	**56,042,968**

Chairman of the Management Committee — V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant — O.V. Otto

28 August 2006

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

«HydroWGC» Group
Consolidated Income Statement for the year ended 31 December 2005
(in thousands of Russian Rubles)

	Note	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Revenues	17	12,883,425	10,995,008
Other operating income		150,267	278,960
Operating expenses	18	8,913,423	8,754,897
Operating profit		**4,120,269**	**2,519,071**
Net finance cost	19	(240,008)	(80,264)
Profit before tax		**3,880,261**	**2,438,807**
Total tax charge	11	(979,983)	(776,964)
Profit for the year		**2,900,278**	**1,661,843**
Attributable to:			
Shareholders of OJSC «HydroWGC»		2,612,276	1,599,178
Minority shareholders		288,001	62,665
Earnings per ordinary share for profit attributable to the shareholders of OJSC "HydroWGC" – basic and diluted (in Russian Rubles)	20	**0.025**	**0.015**

Chairman of the Management Committee  V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant  O.V. Otto

28 August 2006

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements

	Note	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
CASH FLOW FROM OPERATING ACTIVITIES:			
Profit before tax		**3,880,261**	**2,438,807**
Adjustments for non-cash items:			
Depreciation (including impairment of property, plant and equipment)	18	1,812,830	1,710,986
Doubtful debtors (reversal) / expense	18	12,155	119,871
Interest payable and gain on restructuring accounts payable		240,008	80,264
Deferred VAT reserve arising from the differences in FOREM tariffs		101,987	52,534
Obsolete stock reserve		1,788	1,760
Loss/(gain) on disposal of property, plant and equipment		(204,936)	79,106
Operating cash flows before working capital changes and income tax paid		**5,844,092**	**4,483,328**
Working capital changes:			
Increase in accounts receivable and prepayments		(1,919,615)	(1,218,188)
Increase in other current assets		(58,660)	(64,546)
(Increase) / decrease in inventories		(4,724)	45,867
Increase in other non-current assets		(510,492)	(1,280,898)
Increase in accounts payable and accruals		567,430	430,712
Increase in taxes payable, other than profit tax		155,584	216,899
Increase / (decrease) in other non-current liabilities		(58,636)	(141,071)
Income tax paid cash		(1,181,277)	(862,335)
Net cash generated from operating activities		**2,833,703**	**1,609,768**
CASH FLOW FROM INVESTING ACTIVITIES:			
Purchase of property, plant and equipment		(4,890,657)	(2,958,784)
Proceeds from sale of property, plant and equipment		21,031	6,992
Net cash used in investing activities		**(4,869,626)**	**(2,951,792)**
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:			
Proceeds from short-term borrowing		4,561,277	2,872,875
Proceeds from long-term borrowing		240,000	-
Repayment of debt		(2,981,199)	(2,244,344)
Interest paid		(63,569)	(37,463)
Dividend paid by Group to RAO UES shareholders		(580,896)	(245,109)
Dividend paid by Group to minority interest shareholders		(155,620)	(107,188)
Proceeds from minority shareholders		1,092,342	-
Proceeds from shareholders		-	1,280,500
Proceeds from payment for nominal share capital		101,795	-
Net cash generated from financing activities		**2,214,130**	**1,519,271**
Increase in cash and cash equivalents		**178,207**	**177,247**
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	7	**619,017**	**441,770**
Cash and cash equivalents at the end of the year	7	**797,224**	**619,017**

Chairman of the Management Committee V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant O.V. Otto

28 August 2006

«HydroWGC» Group
Consolidated Statement of Changes in Equity for the year ended 31 December 2005
(in thousands of Russian Rubles)

	Ordinary share capital	Unpaid share capital	Deficit associated with share capital payment	Retained earnings and other reserves	Equity attributable to shareholders of OAO «HydroWGC»	Minority interest	Total equity
As at 1 January 2004 (Unaudited)	**103,951,323**	**(2,059,795)**	**(66,804,105)**	**-**	**35,087,423**	**10,747,721**	**45,835,144**
Net income	-	-	-	1,599,178	1,599,178	62,665	1,661,843
Dividend	-	-	-	(893,194)	(893,194)	(80,265)	(973,459)
At 31 December 2004 (Unaudited)	**103,951,323**	**(2,059,795)**	**(66,804,105)**	**705,984**	**35,793,407**	**10,730,121**	**46,523,528**
As at 1 January 2005 (Unaudited)	**103,951,323**	**(2,059,795)**	**(66,804,105)**	**705,984**	**35,793,407**	**10,730,121**	**46,523,528**
Payment of share capital	-	2,059,795	-	-	2,059,795	-	2,059,795
Net income	-	-	-	2,612,276	2,612,276	288,001	2,900,278
Impact on acquisition of minority interest	-	-	-	-	-	1,092,342	1,092,342
Dividend	-	-	-	(28,984)	(28,984)	(171,330)	(200,314)
At 31 December 2005	**103,951,323**	**-**	**(66,804,105)**	**3,289,276**	**40,436,494**	**11,939,134**	**52,375,628**

Chairman of the Management Committee — V.Yu. Sinyugin

Chief Accountant — O.V. Otto

28 August 2006

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements

Note 1. The Group and its operations

Open Joint-Stock Company "HydroWGC" (later referred to as "Company") was established as a wholly-owned subsidiary of the Open Joint-Stock Company RAO "UES of Russia" on 26 December 2004 in accordance with Government Decrees on "Restructuring the Electric Power Industry of the Russian Federation".

The creation of the Federal Generating Company – OJSC "HydroWGC" – is an important step in the structural reform of the Russian electricity sector.

The registered office of the Company is at 51, Respubliki Steet, Krasnoyarsk, Krasnoyarsk Territory, Russia.

As at December 2005, "HydroWGC" Group (later referred to as "Group") comprises the subsidiaries disclosed in Note 25. The subsidiaries are divided into hydrogenerating and repair & maintenance companies.

The installed capacity of hydroelectric power plant of the Company's subsidiaries is 18.3 GW. This figure reaches 21.4 GW with the account of the RAO "UES of Russia" subsidiaries and affiliates for which OJSC "Managing Company HydroWGC" is authorized to act as the sole executive body.

Operating environment. The Russian Federation continues to display some characteristics of an emerging market. These characteristics include, but are not limited to, the existence of a currency that is not freely convertible in most countries outside of the Russian Federation, and relatively high inflation. The tax, currency and customs legislation within the Russian Federation is subject to varying interpretations, and changes, which can occur frequently.

Whilst there have been improvements in the economic trends, the future economic direction of the Russian Federation is largely dependent upon the effectiveness of economic, financial and monetary measures undertaken by the government, together with tax, legal, regulatory, and political developments.

Relations with the state and current regulation. The heat and electricity client base of the Group are a large number of enterprises controlled by or related to the state. Moreover, the state controls a number of the Group's suppliers.

The government of the Russian Federation directly affects the Group's operations through regulation by the Federal service on tariffs ("FST"), with respect to its wholesale energy sales, and by the regional services on tariffs ("Regional Tariffs Authorities"), with respect to its retail electricity and heat sales. Tariffs which the Group entities may charge for sales of electricity and heat are governed by regulations specific to the electricity and heat industry and by regulations applicable to natural monopolies.

As described above, the government's economic, social and other policies could have material effects on the operations of the Group.

Regulatory issues and sector restructuring. The Russian electric utilities industry in general and the Group in particular are presently undergoing a reform process designed to introduce competition into the electricity sector and to create an environment in which the Group and its successor companies can raise the capital required to maintain and expand current capacity.

The hydropower potential of Russia is employed only to the extent of 20 percent while developed countries use about 80-95 percent. The Russian Federation offers opportunities for a wider-scale development of the hydroelectric power plants and increase in the power generation with insignificant and controlled environmental damage.

The development of hydroenergy potential of the Far East and Siberia as well as small HEPPs in Northern Caucasia is attractive from the standpoint of placing energy-intensive customers close to HEPPs. Mastering of hydroenergy potential facilitates the increase of business activities, infrastructure development as well as the development of unsettled territories. It is a significant contribution to the development of the Russian economy. At the same time a large part of hydroenergy potential in the Far East and Siberia creates favorable prospects for Russian power industry in terms of development of growing electricity markets in China, Korea and Japan. Thus, tools for finding solutions to a number of geoeconomic and geopolitical issues are created.

Note 1. The Group and its operations (continued)

Goals and objectives of the electric utilities industry reform were determined in Decree No. 526 "On Restructuring the Electric Power Industry of the Russian Federation" adopted by the Government of the Russian Federation on 11 July 2001. Taking into account further amendments to the regulatory and legal framework, goals and objectives of the reform were defined in the "Strategy Concept of RAO "UES of Russia" for 2003-2008 "(5+5)". In the course of the reform the major participants of the wholesale market will be wholesale generation companies (WGC). In September 2003 the Government of the Russian Federation issued Resolution No. 1254-r which approved the structure of generating companies at the wholesale electricity market. In October 2004 Resolution No. 1367 of the Russian Federation Government amended the structure of WGCs. Under the Resolutions, seven generating companies (six companies based on the thermal generating power plants and one company based on hydrogenerating power plants), which will include the power plants owned by RAO "UES of Russia" and its subsidiaries, are to be established.

All the seven WGCs envisioned in the reform plans have been established. Six of them contain the largest thermal power plants and one hydroelectric power plant. Bearing in mind the peculiarities of large HEPPs (their ability to increase the load expeditiously and low cost of hydroenergy) that OJSC "HydroWGC" consists of, the state restricts the participation of the WGC based of HEPPs in pricing the electric power and thus "does not discourage" other market players.

Under the "Strategy Concept of RAO "UES of Russia" for 2003-2008 "(5+5)" (as per Appendix 2. "Generating Companies on the Wholesale Power Market") approved by RAO "UES of Russia" Board of Directors (Minutes No. 215 of 26 February 2006), the configuration and establishment of OJSC "HydroWGC" is performed in accordance with the decisions taken by the Board of Directors of RAO "UES of Russia".

Formation of Group involves two stages:

The first stage (concluded in the first quarter of 2005): contribution of the shares, which are owned by RAO "UES of Russia", of subsidiaries and affiliates to OJSC "HydroWGC": OJSC "Volga HEPP", OJSC "Zhigulyovsk HEPP", OJSC "Votkinsk HEPP", OJSC "Neporozhny Sayano-Shushensk HEPP" (named after PS Neporozhny), OJSC "Zeya HEPP", OJSC "Boguchansk HEPP", OJSC "Bureya HEPP", OJSC "Zaramagsk HEPP", OJSC "Zelenchuki HEPP", OJSC "Kabbalk HEPP", OJSC "Sulakenergo", OJSC "Nizhni Novgorod HEPP", OJSC "Saratov HEPP", OJSC "Kama HEPP", OJSC "Upper Volga Cascade HEPPs", OJSC "Volga Hydroenergy Cascade Management Company" (VoGEK).

The second stage (planned to be concluded by the end of 2006) involves inclusion to the Group the following companies: OJSC "Cheboksary HEPP", OJSC "Dagestan Regional Generation Company", OJSC "Zagorsk HEPSPP", OJSC "Stavropol Power Generation Company", property complex of Novosibirsk HEPP, additionally issued shares of OJSC "Bureya HEPP", OJSC "Zaramagsk HEPP", OJSC "Sulakenergo" as well as additionally issued shares of joint-stock companies established on the basis of property of hydroelectric power plants (including those under construction), owned by subsidiaries and affiliates of RAO "UES of Russia". Also the Group plans additional share issues.

At the formation stage OJSC "HydroWGC" was restricted by the statutory requirement, which states that in the process of reorganization of RAO "UES of Russia" the Russian Federation must not reduce its participating interest (if it amounts to more than 50 percent) in the authorized capital of the following companies:

- joint stock companies, which legally own hydroelectric power plants put into operation since Federal Law No. 36-FZ dd. 26 March 2003 has come into force;
- companies (or their assignees), which are the subsidiaries of the mentioned above joint stock companies.

Thus, the second stage of Group's formation does not involve exchange of shares between OJSC "HydroWGC" and minority shareholders.

The regulatory framework governing the process of reforming the Russian Federation electric utilities industry and the functioning of the industry, both during the transitional period and subsequent to the completion of reforms, is set forth in the following legislation: Federal Law No. 35-FZ dd. 26 March 2003 "On the Electric Utilities" and Federal Law No. 36-FZ dd. 26 March 2003 "On the Specifics of the Functioning of Electric Utilities During the Transition Period and the Introduction of Amendments to Certain Russian Federation Legislative Acts and the Invalidation of Certain Russian Federation Legislative Acts in Connection with the Adoption of the Law "On the Electric Utilities of the Russian Federation" (later referred to as "Federal Law No. 36-FZ").

Note 1. The Group and its operations (continued)

At present the standards are being drafted which are envisioned under the federal laws on electric utilities reform.

- In December 2004 amendments were introduced to Federal Law No. 36-FZ, which provide for postponement of prohibition for combining and operating dispatch control with electricity generation, sales and purchases from 1 January 2005 to 1 April 2006.
- On 25 February 2005 the placement was registered and the report was issued on the placement of uncertified registered ordinary shares of OJSC "Federal Hydrogenerating Company".
- On 29 March 2005 OJSC "HydroWGC" Board of Directors accepted the Company mission and objectives as well as the priority tasks of the Board of Directors proposed in the report "On Approaches to the Company Strategy Development" as the basis for the formation of OJSC "HydroWGC" strategy. It was resolved to set up a Strategy Committee attached to the Board of Directors.
- On 20 May 2005 OJSC "HydroWGC" Board of Directors authorized the Board of Directors of the Company to prepare proposals on the design of investment program for the period from 2007 to 2010. The Board of Directors took notice of the concept of target model for holding formation.
- On 1 July 2005 RAO "UES of Russia" Board of Directors approved the edited Articles of Association of OJSC "HydroWGC". Under the introduced amendments the RAO "UES of Russia" Board of Directors performs the functions of the General Meeting of the Company participants in the period when the company is a 100 percent subsidiary of RAO "UES of Russia".
- On 12 August 2005 in order to improve the management system of the existing HEPPs, the Board of Directors of OJSC "HydroWGC" resolved to transfer the authority of the HEPPs' executive bodies to the managing company OJSC "MC HydroWGC", established on the basis of OJSC "Volga Hydroenergy Cascade Management Company" (VoGEK).
- On 30 September 2005 the RAO "UES of Russia" Board of Directors approved the target model for OJSC "HydroWGC" functioning, which implies that after its formation is completed, OJSC "HydroWGC" will become an operating company, which controls affiliates, included in its configuration - hydroelectric power plants, and implements corporate governance as far as its subsidiaries (established to organize new activity types, i.e. types of businesses, and implement investment projects) are concerned.
- On 28 October 2005 the General Meeting of OJSC "HydroWGC" shareholders (Board of Directors of RAO "UES of Russia") resolved to increase the authorized capital of the company by additional emission of 120 billion ordinary shares with a par value of RR 1.00 per share.
- On 9 November 2005 the Board of Directors of OJSC "HydroWGC" approved the main provisions of the Company strategy for the period up to 2010 and in prospective up to 2020.
- On 15 December 2005 OJSC RAO "UES of Russia" issued Decree No. 820 "On the Initiation of Construction Works of Boguchansk HEPP in 2006".

Seasonality. Demand for electricity is influenced by both the season of the year and the relative severity of the weather. Revenues from electricity sales are concentrated within the months of October to March, though not too apparent. Furthermore, during the periods of lower production from April to September, there is an increase in the expenditures on repairs and maintenance. This seasonality does not impact the revenue or cost recognition policies of the Group.

Note 2. Financial condition

As at 31 December 2005, the Group's current liabilities exceeded its current assets by RR 3,868,985 thousand (At 31 December 2004: RR 900,251 thousand).

The Group is affected by government policy through control of tariffs and other factors. The Regional Tariffs Authorities do not always permit tariffs' increase in line with increase of Group's costs an, thus, some tariffs are insufficient to cover all the costs of generation and distribution. Moreover, these tariffs consider costs only on a Russian statutory basis and, accordingly, exclude additional costs recognized under an IFRS basis of accounting. As a result, tariffs often do not consistently allow for an adequate return on investment and currently do not provide sufficient funds for the full replacement of property, plant and equipment. Furthermore, the Group also experiences difficulties raising finance for the necessary investment in generation, transmission and distribution of assets.

Group management has been taking the following actions in order to address the issues noted above and improve the Group's financial position:

- introduction of improved financial budgeting procedures; a strong focus on timely cash collection of current and old debtor balances; restructuring of liabilities for repayment over a longer period;
- discussions with strategic investors, and identification and assessment of projects requiring investment funds;
- negotiations with federal and regional governments and regulators for real increases in tariffs to support adequate long-term investment into the Group's generation, transmission and distribution assets;
- active participation in the restructuring of the electricity sector (see Note 1).

Management of the Group believes that ultimately a stable regulatory regime and a competitive power market will be put in place such that the Group and its successors will be able to raise needed capital to sustain the business. However, there can be no assurance in this regard.

Note 3. Basis of preparation

Statement of compliance. These consolidated financial statements ("Financial Statements") have been prepared in accordance with, and comply with, International Financial Reporting Standards, including International Accounting Standards and Interpretations issued by the IASB and the IFRIC ("IFRS").

Each enterprise of the Group individually maintains its own books of accounts and prepares its statutory financial statements in accordance with the Regulations on Accounting and Reporting of the Russian Federation ("RAR"). The accompanying Financial Statements are based on the statutory records, adjusted and reclassified for the purpose of fair presentation in accordance with IFRS.

Functional and presentation currency. The national currency of the Russian Federation is the Russian Ruble ("RR"), which represents the functional currency of each of the Group's entities and the currency in which these Financial Statements are presented. All financial information presented in RR has been rounded to the nearest thousand.

Inflation accounting. Non-monetary assets acquired or revalued and non-monetary liabilities incurred or assumed prior to 1 January 2003 have been adjusted for the changes in the general purchasing power of the RR in accordance with IAS 29 ("Financial Reporting in Hyperinflationary Economies"). IAS 29 requires that the financial statements prepared in the currency of a hyperinflationary economy be stated in terms of the measuring unit current at the balance sheet date. As the characteristics of the economic environment of the Russian Federation indicate that hyperinflation has ceased effective from 1 January 2003, the amounts expressed in the measuring unit current at 31 December 2002 are treated as the basis for the carrying amounts in these financial statements.

Predecessor Accounting. Transfer of business for electricity generation by the parent company to the Group is a transaction between entities under the common control. As a result, the Group accounts for the assets transferred according to the principle "as accounted for by the predecessor entity". In this case the assets are accounted for at the historical carrying value, as determined by OAO RAO "UES of Russia" under IFRS. In accordance with the said method, the Group presents the electricity generation business as a separate business with the appropriate comparative data (as if this business has always been a separate company).

Note 3. Basis of preparation (continued)

Going concern. The Financial Statements have been prepared on a going concern basis, which contemplates the realization of assets and the satisfaction of liabilities in the normal course of business. The accompanying Financial Statements do not include any adjustments should the Group be unable to continue as a going concern.

Adoption of new and revised standards. Effective 1 January 2005 the Group adopted all of those new or revised IFRSs which are relevant to its operations. IFRS 3 "Business Combinations" ("IFRS 3"), IFRS 5 "Non-current assets Held for Sale and Discontinued Operations", IAS 36 "Impairment of Assets" (revised 2004) ("IAS 36") and IAS 38 "Intangible Assets" ("IAS 38"), were adopted by the Group in 2004.

The adoption of IAS 1 "Presentation of Financial Statements" ("IAS 1"), IAS 2 "Inventories" ("IAS 2"), IAS 8 "Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors" ("IAS 8"), IAS 10 "Events after the Balance Sheet Date" ("IAS 10"), IAS 16 "Property, Plant and Equipment" ("IAS 16"), IAS 17 "Leases" ("IAS 17"), IAS 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates" ("IAS 21"), IAS 24 "Related Party Disclosures" ("IAS 24"), IAS 27 "Consolidated and Separate Financial Statements" ("IAS 27"), IAS 28 "Investments in Associates" ("IAS 28"), IAS 31 "Interests in Joint Ventures" ("IAS 31"), IAS 32 "Financial Instruments: Disclosure and Presentation" ("IAS 32"), IAS 33 "Earnings per Share" ("IAS 33"), IAS 39 "Financial Instruments: Recognition and Measurement" ("IAS 39") and IAS 40 ("Investment Property") all revised in 2003 and adoption of the Amendments to IAS 39 for "Fair Value Hedge Accounting for a Portfolio Hedge of Interest Rate Risk" and for "Transition and Initial Recognition of Financial Assets and Liabilities", as well as adoption of IFRS 2 "Share-based Payments" ("IFRS 2"), IFRS 4 "Insurance Contracts" ("IFRS 4") and IFRS 5 "Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations" ("IFRS 5") did not result in any substantial changes to the Group's accounting policies. In summary:

IAS 24 has effected the identification of related parties and some other related-party disclosures. Under IAS 24 the Group is now no longer exempt from disclosing transactions with other state-controlled entities as with parties under common Governmental control.

IAS 2, 8, 10, 16, 17, 21, 27, 28, 31, 32, 33, 39, 40, IFRS 2, IFRS 4, IFRS 5 had no material effect on the Group's financial position, statements of income or cash flows.

The following new Standards and Interpretations are not yet effective and have not been applied in preparing these Financial Statements:

- IFRS 7 *"Financial Instruments: Disclosures"*, which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2007. The Standard will require increased disclosure about the Group's financial instruments.
- Amendment to IAS 1 *"Presentation of Financial Statements – Capital Disclosures"*, is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2007. The Standard will require increased disclosure in respect of the Group's capital.
- Amendment to IAS 19 *"Employee Benefits"*, is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. The amendment to IAS 19 introduces an additional option to recognize actuarial gains and losses arising in post-employment benefit plans in full directly in retained earnings in equity. It also requires new disclosures about defined benefit plans and clarifies accounting for a contractual agreement between a multi-employer plan and participating employees.
- IFRS 6 "Exploration for and evaluation of mineral resources", which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. IFRS 6 allows an entity to continue using the accounting policies for exploration and evaluation assets applied immediately before adopting the IFRS, subject to certain impairment test requirements.
- Amendment to IAS 21 "Net Investment in a Foreign Operation", which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. This amendment requires foreign exchange gains and losses on quasi-equity intercompany loans to be reported in consolidated equity even if the loans are not in the functional currency of either the lender or the borrower. Currently, such exchange differences are required to be recognized in consolidated profit or loss. It also extends the definition of net investment in a foreign operation to include loans between sister companies.

Note 3. Basis of preparation (continued)

- Amendment to IAS 39 *"Financial Instruments: Recognition and Measurement – The Fair Value Option"*, is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. The amendment restricts the designation of financial instruments as "at fair value through profit or loss". The Group has not yet completed its analysis of the impact of the amendment.
- Amendment to IAS 39 *"Financial Instruments: Recognition and Measurement – Cash Flow Hedge Accounting of Forecast Intragroup Transactions"*, is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. The amendment allows hedge accounting for the foreign currency risk of a highly probable forecast intragroup transaction which is denominated in a currency other than the functional currency of the entities entering into that transaction and if the foreign currency risk will affect consolidated profit or loss.
- Amendment to IAS 39 *"Financial Instruments: Recognition and Measurement – Financial Guarantee contract"*, which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. Issued financial guarantees, other than those previously asserted by the entity to be insurance contracts, will have to be initially recognized at their fair value, and subsequently measured at the higher of (i) the unamortized balance of the related fees received and deferred and (ii) the expenditure required to settle the commitment at the balance sheet date. Different requirements apply for the subsequent measurement of issued financial guarantees that prevent derecognizing of financial assets or result in continuing involvement accounting.
- IFRIC 4 *"Determining whether an Arrangement contains a Lease"*, which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. The Interpretation requires certain arrangements to be accounted for as a lease even if they are not in the legal form of a lease. The Group has not yet completed its analysis of the impact of the new Interpretation.
- IFRIC 5 *"Rights to Interests arising from Decommissioning, Restoration and Environmental Rehabilitation Funds"*, which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. Subject to certain exceptions, this interpretation prohibits offsetting a liability for decommissioning costs with an asset representing an interest in a decommissioning or similar fund and clarifies measurement of the reimbursement asset.
- IFRIC 6 *"Liabilities arising from Participating in a Specific Market - Waste Electrical and Electronic Equipment"*, which is effective for periods beginning on or after 1 December 2005, that is from 1 January 2006. The Interpretation states that a liability shared among market participants in proportion to their respective market share, in particular the liability for the decommissioning of historical waste electrical and electronic equipment in the European Union, should not be recognised because participation in the market during the measurement period is the obligating event in accordance with IAS 37.
- IFRIC 7 *"Applying the Restatement Approach under IAS 29"*, which is effective for periods beginning on or after 1 March 2006, that is from 1 January 2007. The Interpretation clarifies application of IAS 29 in the reporting period in which hyperinflation is first identified. It states that IAS 29 should initially be applied as if the economy has always been hyperinflationary. It further clarifies calculation of deferred income taxes in the opening balance sheet restated for hyperinflation in accordance with IAS 29.
- IFRIC 8 *"Scope of IFRS 2"*, which is effective for periods beginning on or after 1 May 2006, that is from 1 January 2007. The interpretation states that IFRS 2 also applies to transactions in which the entity receives unidentifiable goods or services and that such items should be measured as the difference between the fair value of the share-based payment and the fair value of any identifiable goods or services received (or to be received).
- IFRIC 9 *"Reassessment of Embedded Derivatives"*, which is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2006. The Interpretation clarifies that an entity should assess whether an embedded derivative should be accounted for separately from the host contract when the entity first becomes party to the contact. Only if the contact subsequently is significantly modified the entity reassesses whether to separate or not.
- IFRIC 10 *"Interim Financial Reporting and Impairment"* which is effective for periods beginning on or after 1 November 2006, that is from 1 January 2007. The interpretation clarifies that an entity should not reverse an impairment loss recognised in a previous interim periods in respect of goodwill or an investment in a financial asset carried at cost.

Unless otherwise described above, these new standards and interpretations are not expected to significantly affect the Group's financial statements.

Note 4. Summary of significant accounting policies

Principles of consolidation. The Financial Statements comprise the financial statements of OJSC "HydroWGC" and the financial statements of those entities whose operations are controlled by OJSC "HydroWGC". Control is presumed to exist when OJSC "HydroWGC" controls, directly or indirectly through subsidiaries, more than 50 percent of voting rights.

The majority of the principal subsidiary companies were transferred to OJSC "HydroWGC" by the state on and after its incorporation into a joint stock company, or as a result of Group restructuring. These transfers represented a reorganization of assets under common control and, accordingly, were accounted for in a manner similar to uniting of interests from the date of contribution of each Group entity, or from the date of Group restructuring.

All inter-company balances and transactions have been eliminated. The minority interest has been disclosed as part of equity.

Foreign currency. Monetary assets and liabilities, which are held by the Group entities and denominated in foreign currencies at the balance sheet date, are translated into Russian Rubles at the exchange rates prevailing at that date. Foreign currency transactions are accounted for at the exchange rates prevailing at the date of the transaction. Gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognized in the income statement.

At 31 December 2005, the official rate of exchange, as determined by the Central Bank of the Russian Federation, between the Russian Ruble and the US Dollar ("US$") was RR 28.7825: US$ 1 (31 December 2004 – RR 27.7487: US$ 1), between the Russian Ruble and Euro RR 34.1850: Euro 1 (31 December 2004 — RR 37.8104: Euro 1). As at the balance sheet date exchange restrictions and currency controls existed relating to converting the Russian Ruble into other currencies. The Russian Ruble is not freely convertible in most countries outside of the Russian Federation.

Property, plant and equipment. Property, plant and equipment are stated at depreciated cost. Deemed cost was initially determined by a third party valuation at 31 December 1997 and restated for the impact of inflation until 31 December 2002. Adjustments are made for additions, disposals and depreciation charges. At each reporting date management assesses whether there is any indication of impairment of property, plant and equipment. If any such indication exists, management estimates the recoverable amount which is determined as the higher of an asset's fair value less costs or its value in use. The carrying amount is reduced to the recoverable amount and the difference is recognized as an expense (impairment loss) in the income statement. An impairment loss recognized in prior years is reversed if there has been a change in the estimates used to determine an asset's recoverable amount.

The amounts determined by the third party valuation represent an estimate of depreciated replacement cost. The third party valuation was performed in order to determine a basis for cost, because the historical accounting records for property, plant and equipment were not readily available, in accordance with paragraph 16 of IAS 29. Therefore, this third party valuation is not a recurring feature since it was intended to determine the initial cost basis of property, plant and equipment and the Group has not adopted a policy of revaluation on subsequent measurement. The change in carrying value arising from this valuation was recorded directly to retained earnings.

Renewals and improvements are capitalized and the assets replaced are retired. The cost of repair and maintenance are expensed as incurred. Gains and losses arising from the retirement of property, plant and equipment are included in the income statement as incurred.

Depreciation of property, plant and equipment is calculated on a straight-line basis over the estimated useful life of the asset when it is available for use. For the property, plant and equipment which were subject to the third party valuation as at 31 December 1997, the depreciation rate applied is based on the estimated remaining useful lives as at the valuation date. The useful lives, in years, of assets by type of facility are as follows:

Type of facility	Acquired prior to 31 December 1997	Acquired subsequent to 31 December 1997
Electricity and heat generation	22-28	20-50
Electricity transmission	26-30	25
Heating networks	15	20
Other	8	10

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Social assets are not capitalized as they are not expected to result in future economic benefits to the Group. Costs associated with fulfilling the Group's social responsibilities are accrued as incurred.

Investments. Investments intended to be for an indefinite period of time are classified as available-for sale; these are included in other non-current assets, unless management has expressed the intention of holding the investment for less than 12 months from the balance sheet date, the investments are to be sold to raise operating capital or they mature within 12 months, in which case they are included in other current assets. Management determines the appropriate categorization, current or non-current, at the time of the purchase and re-evaluates it based on maturity at each reporting date.

Available-for sale investments principally comprise non-marketable securities, which are not publicly traded or listed on the Russian stock exchange. For these investments, fair value is estimated by reference to a variety of methods including those based on their earnings and those using the discounted value of estimated future cash flows. In assessing the fair value, management makes assumptions that are based on market conditions existing at each balance sheet date. Investments in equity securities that are not quoted on a stock exchange, and where fair value cannot be estimated on a reasonable basis by other means, it is stated at cost less impairment losses.

Purchases and sales of investments are initially measured at fair value and recognised on the settlement date, which is the date that the investment is delivered to or by the Group. Cost of purchase includes transaction costs. The available-for sale investments are subsequently carried at fair value. Unrealised gains and losses arising from changes in the fair value of these investments are included in the fair value reserve in shareholders' equity in the period in which they arise. Realised gains and losses from the disposal of available-for sale investments, interest income, dividend income and foreign exchange differenced on monetary interests are included in the income statement in the period in which they arise.

The Group does not hold any investments that are held-to-maturity or for trading purposes.

Inventories. Inventories are valued at the lower of net realizable value and weighed average acquisition cost. Provision is made for potential losses on obsolete or slow-moving inventories, taking into account their expected use and future realizable value.

Accounts receivable and prepayments. Accounts receivable are recorded inclusive of value added taxes which are payable to tax authorities upon collection of such receivables. Trade and other receivables are adjusted for an allowance made for impairment of these receivables. Such an allowance for doubtful debtors is established if there is objective evidence that the Group will not be able to collect all amounts due according to the original terms of the receivables. The amount of the allowance is the difference between the carrying amount and the recoverable amount, being the present value of expected cash flows, discounted at the market rate of interest for similar borrowers at the date of origination of the receivables.

Value added tax on purchases and sales. Value added taxes related to sales is payable to tax authorities upon collection of receivables from customers. Input VAT is reclaimable against sales VAT upon payment for purchases. The tax authorities permit the settlement of VAT on a net basis. VAT related to sales and purchases which have not been settled at the balance sheet date (deferred VAT) is recognized in the balance sheet on a gross basis and disclosed separately as a current asset and liability. Where provision has been made for impairment of receivables, the impairment loss is recorded for the gross amount of the debtor's balance, including VAT. The related deferred VAT liability is maintained until the debtor is written off for tax purposes.

Cash and cash equivalents. Cash comprises cash in hand and cash deposited on demand at banks. Cash equivalents comprise short-term highly liquid investments that are readily convertible into cash and have a maturity of three months or less from the date of acquisition and are subject to insignificant changes in value.

Dividends. Dividends are recognized as a liability and deducted from equity at the balance sheet date only if they are declared (approved by shareholders) before or on the balance sheet date. Dividends are disclosed when they are declared after the balance sheet date, but before the financial statements are authorized for issue.

Debt. Debt is recognized initially at its fair value. Fair value is determined using the prevailing market rate of interest for a similar instrument, if significantly different from the transaction price. In subsequent periods, debt is stated at amortized cost using the effective yield method; any difference between the fair value at initial recognition (net of transaction costs) and the redemption amount is recognized in the income statement as an interest expense over the period of the debt obligation. The Group follows the benchmark method of IAS 23 "Borrowing Costs" of recognizing all borrowing costs in the period in which they are incurred.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Pension and post-employment benefits. In the normal course of business the Group contributes to the Russian Federation defined contribution state pension scheme on behalf of its employees. Mandatory contributions to the governmental pension scheme are accrued when incurred. Discretionary pension and other post-employment benefits are included in wages, benefits and payroll taxes in the income statement, however, separate disclosures are not provided as these costs are not material.

The Group has also contracts with non-governmental pension funds. Contributions to the non-governmental pension scheme are expensed when incurred.

Accounts payable and accruals. Accounts payable are stated inclusive of value added tax. If accounts payable are restructured and the present value of the restructured payable determined using the original effective interest rate differs by more than ten percent from the original liability, then the fair value of the restructured payable is measured as the present value of the future cash flows discounted at the interest rate available to the Group at the date of the restructuring. The amount of the discount is credited to the income statement (finance costs – net) as a gain on restructuring, and the non-current portion of the discounted payable is reclassified to other non-current liabilities. The discount is amortized over the period of the restructuring as an interest expense.

Income tax. The income tax expense represents the sum of the tax currently payable and deferred profit tax. The tax currently payable is based on taxable profit for the year. Taxable profit differs from profit before tax as reported in the income statement because it excludes items of income or expense that are taxable or deductible in other years and it further excludes items that are never taxable or deductible. The Group's liability for current tax is calculated using tax rates that have been enacted by the balance sheet date.

Deferred tax is provided using the balance sheet liability method for tax loss carry forwards and temporary differences arising between the tax bases of assets and liabilities and their carrying amounts for financial reporting purposes. In accordance with the initial recognition exemption, deferred taxes are not recorded for temporary differences on initial recognition of an asset or a liability in a transaction other than a business combination if the transaction, when initially recorded, affects neither accounting nor taxable profit or loss. Deferred tax balances are measured at tax rates enacted or substantively enacted at the balance sheet date which are expected to apply to the period when the temporary differences will reverse or the tax loss carry forwards will be utilized. Deferred tax assets and liabilities are netted only within the individual companies of the Group. Deferred tax assets for deductible temporary differences and tax loss carry forwards are recorded only to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the deductions can be utilized.

Deferred tax is not provided on the undistributed earnings of subsidiaries, as the Group requires profits to be reinvested, and only insignificant dividends are expected to be declared from future profits of the subsidiaries.

Revenue recognition. Revenue and related VAT are recognized on the delivery of electricity and on the dispatch of non-utility goods and services during the period. Revenue amounts are presented exclusive of value added tax. Revenue is based on the application of authorized tariffs for electricity sales as approved by the Regional Tariffs Authorities.

Revenue and related VAT from the sales of electricity and the corresponding sums of the accounts receivable don't include the sum of balance and tariffs underpayment arisen from differences in tariffs at the Federal Wholesale Electricity Market (FOREM).

Social expenditure. To the extent that the Group's contributions to social programs benefit the community at large without creating constructive obligations to provide such benefits in the future and are not restricted to the Group's employees, they are recognized in the income statement as incurred.

Segment reporting. The Group operates predominantly in a single geographical area and industry, the generation of electric power and heat in the Russian Federation. The generation of electricity and heat are related activities and are subject to similar risks and returns, therefore they are reported as one business segment.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Mutual settlements, barter and non-cash settlements. A portion of sales and purchases is settled by mutual settlements, barter and non-cash settlements. These settlements are generally in the form of direct settlement by goods or services with the final customer, cancellation of mutual balances or through a chain of non-cash transactions involving several companies. Non-cash settlements which are expected to be settled within 12 months are recorded as other current assets. A majority of these include "veksels" or "bills of exchange" which are negotiable debt obligations. The receivables and payables recorded in the consolidated balance sheet that are expected to be settled by mutual settlements, barter or non-cash settlements, reflect management's estimate of the fair value to be received or given up in non-cash settlements.

Non-cash transactions have been excluded from the cash flow statement, so investing activities, financing activities and the total of operating activities represent actual cash flows.

Earnings per share. The earnings per share is determined by dividing the profit attributable to ordinary shareholders of the Parent Company of the Group by the weighted average number of ordinary shares outstanding during the reporting period.

Environmental liabilities. Liabilities for environmental remediation are recorded where there is a present obligation, the payment is probable and reliable estimates can be made.

Minority interest. Minority interest represents the minority shareholders' proportionate share of the equity and results of operations of the Group's subsidiaries. This has been calculated based upon the minority interests' ownership percentage of these subsidiaries.

Interest. Interest income and expense are recognized in the income statement for all debt instruments on an accrual basis using the effective yield method. Interest income includes nominal interest and amortised discount and premium. When loans become doubtful of collection, they are written down to their recoverable amounts and interest income is thereafter recognized based on the rate of interest that was used to discount the future cash flows for the purpose of measuring the recoverable amount.

Fair value measurement. The fair value of accounts receivable for disclosure purposes is measured by discounting the value of expected cash flows at the market rate of interest for similar borrowers at the reporting date.

The fair value of financial liabilities and other financial instruments (except if publicly quoted) for disclosure purposes is measured by discounting the future contractual cash flows at the current market interest rate available to the Group for similar financial instruments. The fair value of publicly quoted financial instruments for disclosure purposes are measured based on current market value at the close of business on the reporting date.

Embedded derivatives. The Group enters into purchase agreement for fuel within ordinary course of business. The contracts were entered into and continue to be held for the purpose of receipt or delivery of commodities in accordance with the Group's expected usage requirements and they are not within the scope of IAS 39 but need to be assessed at inception to determine if they contain embedded derivatives.

An embedded derivative is one or more implicit or explicit terms in a contract that affect the cash flows of the contract in a manner similar to a stand-alone derivative instrument. Any embedded derivative that meets the separation criterion of IAS 39 should be separated from its host contracts and measured as if it was a stand-alone derivative if its economic characteristics are not closely related to those of the host contract.

Critical accounting estimates and assumptions

Impairment provision for accounts receivable

The impairment provision for accounts receivable is based on the Group's assessment of whether the collectibility of specific customer accounts worsened compared to prior estimates. If there is deterioration in a major customer's creditworthiness or actual defaults are higher than the estimates, the actual results could differ from these estimates.

Impairment of other assets and accounting for provisions

At each balance sheet date the Group assesses whether there is any indication that the recoverable amount of the Group's assets has declined below the carrying value. The recoverable amount of property, plant and equipment is the higher of an asset's fair value less costs to sell and its value in use. When such a decline is identified, the carrying amount is reduced to the recoverable amount. The amount of the reduction is recorded in the consolidated statement of income in the period in which the reduction is identified. If conditions change and management determines that the value of an asset other than goodwill has increased, the impairment provision will be fully or partially reversed. Reversals of impairment provisions for available for sale equity investments are also prohibited.

Note 4. Summary of significant accounting policies (continued)

Accounting for impairment includes provisions against property, plant and equipment, investments, other long-term assets and inventory obsolescence. The provisions for liabilities and charges primarily include provisions for environmental and pension liabilities, legal proceedings. The Group records impairment or accrues these provisions when its assessments indicate that it is probable that a liability has been incurred or an asset will not be recovered, and an amount can be reasonably estimated. The Group's estimates for provisions for liabilities and charges are based on currently available facts and the Group's estimates of the ultimate outcome or resolution of the liability in the future. Actual results may differ from the estimates, and the Group's estimates can be revised in the future, either negatively or positively, depending upon the outcome or expectations based on the facts surrounding each exposure.

Tax contingencies

Russian tax legislation is subject to varying interpretations and changes, which can occur frequently. Where the Group management believes it is probable that their interpretation of the relevant legislation and the Group's tax positions cannot be sustained, an appropriate amount is accrued for in these IFRS financial statements.

Note 5. Property, plant and equipment

	Electricity and heat generation	Electricity transmission	Heating networks	Construction in progress	Other	Total
Appraisal value or cost						
Opening balance as at 31 December 2004 (Unaudited)	66,058,794	6,552,840	529,967	43,173,392	3,573,094	119,888,087
Additions	857,128	165	-	5,879,955	136,600	6,873,848
Transfers	1,184,071	284,096	7,715	(2,131,813)	655,931	-
Disposals	(155,283)	(70,580)	(7,383)	(149,424)	(630,261)	(1,012,931)
Closing balance as at 31 December 2005	67,944,710	6,766,521	530,299	46,772,110	3,735,364	125,749,004
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2004 (Unaudited)	44,613,063	3,677,407	408,692	20,519,000	2,193,082	71,411,244
Charge for the year	1,136,795	268,738	53,515	-	353,782	1,812,830
Disposals	(65,519)	(67,117)	(7,383)	-	(407,413)	(547,432)
Closing balance as at 31 December 2005	45,684,339	3,879,028	454,824	20,519,000	2,139,451	72,676,642
Net book value as at 31 December 2004 (Unaudited)	21,445,730	2,875,433	121,275	22,654,392	1,380,012	48,476,842
Net book value as at 31 December 2005	22,260,371	2,887,493	75,475	26,253,110	1,595,913	53,072,362

Note 5. Property, plant and equipment (continued)

	Electricity and heat generation	Electricity transmission	Heating networks	Construction in progress	Other	Total
Appraisal value or cost						
Opening balance as at 31 December 2003 (Unaudited)	65,204,892	6,439,126	525,000	40,446,575	3,042,906	115,658,499
Additions	307,209	56,471	749	4,412,092	181,999	4,958,520
Transfers	607,913	84,317	7,387	(1,119,384)	419,767	-
Disposals	(61,220)	(27,074)	(3,169)	(565,892)	(71,578)	(728,933)
Closing balance as at 31 December 2004 (Unaudited)	66,058,794	6,552,840	529,967	43,173,391	3,573,094	119,888,086
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2003 (Unaudited)	43,550,354	3,448,000	354,000	20,523,000	1,929,894	69,805,248
Charge for the period	1,082,465	253,933	53,861	-	320,727	1,710,986
Disposals	(19,756)	(24,526)	831	(4,000)	(57,539)	(104,990)
Closing balance as at 31 December 2004 (Unaudited)	44,613,063	3,677,407	408,692	20,519,000	2,193,082	71,411,244
Net book value as at 31 December 2003 (Unaudited)	21,654,538	2,991,126	171,000	19,923,575	1,113,012	45,853,251
Net book value as at 31 December 2004 (Unaudited)	21,445,731	2,875,433	121,275	22,654,391	1,380,012	48,476,842

Construction in progress represents the carrying amount of property, plant and equipment that has not yet been put into operation, including generating stations under construction.

Depreciation is charged once an asset is available for use in production.

Other property, plant and equipment include motor vehicles, computer equipment, office fixtures and other equipment.

The assets transferred to the Group upon privatization did not include the land on which the Group's buildings and facilities are situated. The Group has the option to purchase this land upon application to the state registrar body or to legally formalize the right to rent. According to Russian legislation expiry date for this option is 1 January 2008. As at 31 December 2005, the majority of the Group's companies have not filed any application to exercise the purchase option.

A portion of property, plant and equipment additions has been settled through mutual settlement, barter and other non-cash transactions. Non-cash transactions in respect of property, plant and equipment are:

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Non-cash acquisitions	68,881	193,024
Non-cash proceeds from the sale of property, plant and equipment	60,550	3,320

Impairment. Cost and accumulated depreciation of transferred assets including the impairment provision were accepted by the Group as at the time of assets transfer from the Predecessor. Management assessed the adequacy of the existing impairment provision and concluded that an additional impairment charge is not required, as at 31 December 2005.

In the 12 months ended 31 December 2004 an impairment provision of RR 36,969 million was recognized in respect of certain fixed assets and construction in progress. In the 12 months ended 31 December 2005 an impairment provision has dropped to RR 36,158 million due to the depreciation and disposals of the assets for which the provision was previously created.

Note 5. Property, plant and equipment (continued)

Financial leases. The Group leases property, plant and equipment on the basis of financial lease. The depreciation period of the capitalised leased assets corresponds to the period of the lease. As at 31 December 2005 the remainder of the leased assets totals to RR 717,137 thousand.

Non-cancellable operating leases. The Group leases a number of land areas owned by local government under operating lease. Land lease payments are determined by lease agreements.

Operating land lease rentals are payable as follows:

	31 December 2005
Less than one year	82,030
Between one and five years	196,828
More than five years	895,583
Total	**1,174,441**

The land areas leased by the Group are the territories on which the Group's electric power stations, heating stations and other assets are located. The leases typically run for an initial period of 5-49 years with an option to renew the lease after that date. Lease payments are reviewed regularly to reflect market rentals.

Non-cancellable operating lease rentals for other fixed assets are payable as follows:

	31 December 2005
Less than one year	17,591
Total	**17,591**

Note 6. Other non-current assets

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Investments (carried at cost)	1,976,000	18,000
VAT recoverable	1,512,422	1,060,543
Finance lease receivables	356,612	413,628
Advances to contractors	198,355	107,513
Restructured trade receivables (net of allowance for doubtful debtors of RR 61 144 thousand as at 31 December 2005 and RR 11 513 thousand as at 31 December 2004)	42,118	25,361
Other (net of allowance for doubtful debtors of RR 10 348 thousand as at 31 December 2005 and RR 4 696 thousand as at 31 December 2004)	60,194	107,446
Total other non-current assets	**4,145,701**	**1,732,491**

Note 7. Cash and cash equivalents

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Cash at bank and in hand	388,239	204,036
Cash equivalents	408,985	414,981
Total cash and cash equivalents	**797,224**	**619,017**

Cash equivalents comprise short-term investments in bank promissory notes and certificates of deposit.

Note 8. Accounts receivable and prepayments

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Value added tax recoverable	803,511	563,439
Trade receivables (net of allowance for doubtful debtors of RR 148 020 thousand as at 31 December 2005 and RR 184 129 thousand as at 31 December 2004)	655,555	705,277
Advances given to suppliers	536,198	272,893
Prepayments given to lessors	434,932	2,832
Promissory notes	3,526	98,083
Other receivables (net of allowance for doubtful debtors of RR 197 442 thousand as at 31 December 2005 and RR 189 427 thousand as at 31 December 2004)	341,047	413,396
Total accounts receivable and prepayments	**2,774,769**	**2,055,920**

At 31 December 2005 and 31 December 2004 the above other receivables balance included RR 67,921 thousand and RR 96,006 thousand of tax prepayments respectively, which are to be settled against future tax liabilities.

Management has determined the provision for doubtful debtors based on specific customer identification, customer payment trends, subsequent receipts and settlements and analyses of expected future cash flows. Based on the expected collection rate, discount rates of 12-18 percent have been used in the estimate of the present value of future cash flows. The effects of discounting are reflected in the doubtful debtor allowance and expense. The Management of the Group believes that Group entities will be able to realize the net receivable amount through direct collections and other non-cash settlements, and therefore the recorded value approximates their fair value.

Part of the accounts receivables have been reclassified as long-term (see Note 6) due to the fact that it is due after more than one year from the balance sheet date.

For 2005 approximately RR 223,492 thousand (2004: RR 1,353,752 thousand) of the Group's accounts receivables was settled via non-cash items.

Note 9. Inventories

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Materials and supplies	288,697	288,119
Spare parts	131,892	127,018
Fuel supplies	10,333	17,590
Other inventories	26,493	21,752
Total inventories	**457,415**	**454,479**

The above inventory balances are shown net of an obsolescence provision for RR 30,459 thousand and RR 28,707 thousand as at 31 December 2005 and 31 December 2004 respectively.

At 31 December 2005 and 31 December 2004, the inventory balances did not include the inventories pledged as collateral under loan agreements.

Note 10. Equity

Share capital

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Ordinary shares	103,951,323	103,951,323
Unpaid share capital	-	(2,059,795)
Total	**103,951,323**	**101,891,528**

The authorized and outstanding number of ordinary shares is 103 951 322 702 with a par value of RR 1.00 each.

Deficit associated with share capital payment. As of 31 December 2005, the OJSC "HydroWGC" share capital amounted to RR 103,951,323 thousand, RR 101,795 thousand of which was paid in cash in the year 2005. The remaining part was paid via the transfer of assets at the cost calculated by a third-party appraiser, which amounted to RR 103,849,528 thousand. At 31 December 2005 the assets' carrying value under IFRS, as accounted for by the predecessor entity, amounted to RR 37,587,676 thousand. Hence, the deficit associated with share capital payment amounts to RR 66,804,105 thousand as at 31 December 2005.

Change of minority interest. During 2005 the OJSC "HydroWGC" ownership interest in the subsidiaries has changed for the following companies:

- OJSC "Sulakenergo": from 61.2 percent to 53.6 percent;
- OJSC "Zaramagsk HEPP": from 88.4 percent to 77.5 percent.

The OJSC "HydroWGC" ownership interest in the above subsidiaries decreased following the acquisition of their additionally issued shares by RAO "UES of Russia".

Dividends. Distribution and other profit allocations are based on the annual statutory financial statements of OJSC "HydroWGC" prepared in accordance with Russian Accounting Standards. Theses standards state that the basis of distribution is the net profit for the year.

A decision in respect of the payment of dividends following the Company's nine month 2005 results was taken on 14 December 2005. The amount of declared dividends on the issuer's shares was RR 0,00027 per share. Total amount of dividends is RR 27,889 thousand.

However, this legislation and other statutory laws and regulations dealing with the distribution rights are open to legal interpretation and, accordingly, management believes at present it would not be appropriate to disclose any amounts in the distributable reserves in these Financial Statements.

Note 11. Income tax

Tax charge for the year

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Current tax charge	(1,226,143)	(852,355)
Deferred profit tax benefit/(charge)	246,160	75,391
Total tax charge	**(979,983)**	**(776,964)**

During 2005 most members of the Group were subject to tax rates of 24 percent on taxable profit.

In accordance with Russian tax legislation, tax losses in different Group companies may not be relieved against taxable profit of other Group companies. Accordingly, tax may accrue even where there is a net consolidated tax loss.

Note 11. Income tax (continued)

Net profit before tax for financial reporting purposes is reconciled to tax expenses as follows:

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Profit before tax	3,880,261	2,438,807
Theoretical tax charge at the statutory tax rate of 24 percent	(931,262)	(585,313)
Tax effect of items which are not deductible or assessable for taxation purposes:		
Tax interest and penalties release	*63,095*	*1,297*
Other net non-deductible and non-taxable items	*(111,816)*	*(192,948)*
Total tax charge	**(979,983)**	**(776,964)**

Deferred tax. Differences between IFRS and Russian statutory taxation regulations give rise to certain temporary differences between the carrying value of certain assets and liabilities for financial reporting purposes and their tax bases. Deferred tax assets and liabilities are measured at 24 percent, the rate applicable when the temporary differences will reverse.

Deferred tax liabilities

	31 December 2004 (Unaudited)	Movement for the year recognized in the Income statement	31 December 2005
Trade receivables	1,301	6,965	8,266
Property, plant and equipment	2,168,943	(104,197)	2,064,746
Accounts payable	747,331	21,234	768,565
Other	138,978	289,370	428,348
Total	**3,056,553**	**213,372**	**3,269,925**

Deferred tax assets

	31 December 2004 (Unaudited)	Movement for the year recognized in the Income statement	31 December 2005
Trade receivables	249,699	555,659	805,358
Property, plant and equipment	2,237,661	(187,548)	2,050,113
Accounts payable	54,541	18,164	72,705
Inventories	28,197	11,619	39,816
Other	36,940	61,638	98,578
Total	**2,607,038**	**459,532**	**3,066,570**

The Group has not recorded a deferred tax liability in respect of taxable temporary differences of RR 597,627 thousand (2004: RR 363,191 thousand) associated with investments in subsidiaries as the Group is able to control the timing of the reversal of those temporary differences and does not intend to reverse them in the foreseeable future.

At 31 December 2005 and 31 December 2004 the Group did not recognise deferred tax assets in the amount RR 8,678 million and RR 8,873 million, respectively, because it is not probable that future taxable profit will be available against which the Group can utilize benefits therefrom. Tax losses can be carried forward for a maximum of 10 years.

Note 12. Non-current debt

	Currency	Effective interest rate	Due date	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
JSC "Stroycredit"	RR	12.5%	2007	145,000	-
Vneshtorgbank	RR	12.5%	2006 - 2007	85,000	-
Mezhtopenergobank	RR	14.3%	2007	43,022	-
JSC "MINB"	RR	15%	2006	16,664	33,332
PLC "The Enisev Bank"	RR	0%	2005 - 2010	1.275	1.638
Finance lease liability	RR	-	2006 - 2011	648,540	284,956
Total debt				**939,501**	**319,926**
Less current portion of non-current debt				(268,235)	(99,352)
Total non-current debt				**671,266**	**220,574**

Maturity table

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Due for repayment		
Between one year and two years	341672	52,694
Between two years and three years	144,168	36,034
Between three years and four years	92,085	33,335
Between four years and five years	47,106	26,018
After five years	46,235	72,493
Total	**671,266**	**220,574**

The effective interest rate is the market interest rate applicable to the loan at the date of origination for fixed rate loans and the current market rate for floating rate loans. The Group has not entered into any hedging arrangements in respect of interest rate exposures.

Note 13. Other non-current liabilities

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Taxes payable	78,994	241,496
Other payables	56,276	49,802
Total	135,270	291,298
Less current portion of restructured liabilities (Notes 15 and 16)	(36,441)	(133,833)
Total other non-current liabilities	**98,829**	**157,465**

In accordance with Government Resolution No. 1002 dated 3 September 1999, the majority of Group entities have restructured taxes including fines and interest to be repaid over a period of up to 10 years. Non-adherence to certain payment schedules could result in the gross amount of taxes payable including fines and interest becoming due on demand. Additionally, a number of Group entities have restructured trade payables to be repaid over a period of up to five years. Based on the contractual dates of repayment, discount rate of 13 - 16 percent has been used in the estimate of fair value of these liabilities at the date of restructuring.

Note 13. Other non-current liabilities (continued)

Maturity table

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Due for repayment		
Between one year and two years	38,515	40,155
Between two years and five	60,314	109,625
After five years	-	7,685
Total	**98,829**	**157,465**

Note 14. Current debt and current portion of non-current debt

	Currency	Effective interest rate	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
JSC Mezhtopenergobank	RR	7.0%	1,418,072	655,000
Sberbank	RR	7.0-8.0%	903,550	510,079
Gazprombank	RR	9.8%	450,716	-
Vneshtorgbank	RR	11.0-12.5%	309,985	-
Guta-Bank	RR	12.5%	-	23,750
Homos bank	RR	14.5%	-	150,000
"Hakasya" PLS	RR	2.0%	-	7,000
Chirkeyenergobank	RR	8.0%	-	1,352
Current portion of non-current debt			87,818	17,030
Current portion of finance lease liability			180,417	82,322
Total current debt and current portion of non-current debt			**3,350,558**	**1,446,533**

Note 15. Accounts payable and accruals

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Accrued liabilities and other payables	2,728,541	2,254,069
Trade payables	675,692	741,217
Dividend payable	138,509	674,850
Current portion of restructured liabilities	14,159	-
Total	**3,556,901**	**3,670,136**

In 2005, approximately RR 934,945 thousand (for 2004: RR 2,468,265 thousand) of the Group's accounts payable and accruals were settled via non-cash settlements. Restructured trade payables which are payable after more than one year from the balance sheet date are reflected within other non-current liabilities, as described in Note 13. The effect of restructuring of trade payables is included in Note 19.

Note 16. Other taxes payable

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Value added tax	576,741	372,791
Property tax	314,499	290,562
Water charge	107,323	45,441
Employee Income tax	40,404	44,732
Employee taxes	14,693	30,763
Other taxes	4,981	7,466
Fines and interest	274	24
Current portion of taxes restructured to long-term	22,281	133,833
Total other taxes payable	**1,081,196**	**925,612**

The value added tax figure includes RR 392,975 thousand of deferred VAT (RR 281,223 thousand as of 31 December 2004), which becomes payable to the authorities only when the underlying receivable balance are paid or written off

Almost all tax liabilities that have been overdue for payment, excluding the amounts which have been restructured, accrue interest on a daily basis at a rate of 1/300 of the current refinancing rate of the Central Bank of the Russian Federation. As at 31 December 2005 and 31 December 2004 the refinancing rate was 12 percent and 13 percent, respectively. Interest does not accrue on tax fines and interest.

Restructured taxes, including fines and interest, which are payable after more than one year from the balance sheet date are stated within other non-current liabilities, as described in Note 13. For 2005 the Group's taxes payable were settled via non-cash settlements in the amount of RR 170,212 thousand (for 2004: RR 188,854 thousand).

Note 17. Revenues

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Electricity	10,754,349	9,247,158
Revenues from maintenance and exploiting of hydraulic unit	755,231	1,150,580
Revenues from operating lease	722,083	95,433
Other	651,762	501,837
Total revenues	**12,883,425**	**10,995,008**

Note 18. Operating expenses

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Depreciation and impairment of property, plant and equipment	1,812,830	1,710,986
Salaries and wages, payroll taxes	1,583,144	1,229,425
Taxes other than income tax	1,440,126	1,308,982
Third parties services, including	2,244,354	1,929,357
Repairs and maintenance	*1,234,931*	*1,261,724*
Insurance cost	*245,332*	*189,269*
Rent and lease payments	*205,521*	*41,557*
Security services	*139,933*	*119,836*
Transportation expenses	*134,250*	*103,724*
Consulting, legal and auditors services	*103,238*	*56,036*
Fire prevention services	*59,979*	*41,771*
Commission fee	*51,538*	*47,313*
Telecommunication services	*35,754*	*29,525*
Production services	*33,878*	*38,602*
Water usage expenses	709,702	1,037,865
Raw materials and supplies	256,854	241,675
Deferred VAT reserve arising from the differences in FOREM tariffs	101,987	52,534
Non-governmental pension fund expenses	88,944	43,855
Social overhead costs	83,980	38,936
Business trip expenses	45,683	38,825
Charity expenditure	27,641	8,456
Study fees and expenses connected to upgrade of employee qualification	23,812	12,713
Bad debts	18,176	461,424
Doubtful debtors expense/(reversal)	12,155	119,871
Expenses related to restructuring process	9,401	11,523
Capitalized expenditure	(69,768)	(58,890)
Penalties and expenses in connection to discharging present debt obligations	(262,891)	(5,389)
Other expenses	787,293	572,749
Total operating expenses	**8,913,423**	**8,754,897**

Note 19. Finance cost

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Interest expense (borrowings)	83,265	21,094
Interest expense (unwinding of present value discounting)	130,995	56,600
Leasing finance charges	25,748	2,570
Total Finance cost	**240,008**	**80,264**

Note 19. Finance cost (continued)

The discounting of restructured payable amounts gives rise to a gain. Subsequent to its initial recognition, the discount is amortized over the period to maturity of restructured payables as an expense. Further information on the restructuring of accounts payable and taxes payable is contained in Notes 13, 15 and 16.

Note 20. Earnings per share

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Weighted average number of ordinary shares issued (thousands)	103,951,323	103,852,038
Profit attributable to the shareholders of OJSC "HydroWGC"	2,612,276	1,599,178
Weighted average earnings per share - basic and diluted (in Russian Rubles)	**0.025**	**0.015**

Note 21. Commitments

Sales commitments. The Group has entered into an agreement with ZAO "Center for Financial Settlements" that guaranties supplies of electricity in the year 2006 in volumes no less than RR 7,759,189 thousand. The electricity prices are determined by annually approved tariffs.

Social commitments. Group entities contribute to the maintenance and upkeep of the local infrastructure and the welfare of its employees, including contributions toward the development and maintenance of housing, hospitals, transport services, recreation and other social needs in the geographical areas in which it operates.

Capital commitments. Future capital expenditures in accordance with contractual obligations amounted to RR 8,417,000 thousand and RR 2,222,000 thousand at 31 December 2005 and 31 December 2004, respectively.

Note 22 Contingencies

Political environment The Group's operations and earnings from time to time and in varying degrees are being affected by political, legislative, fiscal and regulatory developments in Russian Federation, including those related to environmental protection.

Insurance. The Group holds limited insurance policies in relation to its assets, operations, public liability or other insurable risks. Accordingly, the Group is exposed to those risks for which it does not have insurance.

Legal proceedings. From time to time the entities of the Group are engaged in the legal proceedings arising in the ordinary course of business.

In 2005, "Volga HEPP" brought an action in the Arbitration Court seeking to declare the commission agreement on sales of "Volga's HEPP's" trade receivable from OJSC "Volgogradenergo" for the amount of RR 120,423 thousand as void. The Agreement was made on 17 May 2001 by Firm Logos LTD and Global Commerce LLC. As regards the court decision, the prospects are vague. A provision for doubtful debtors in respect of the above amount has been made in the financial statements.

In the opinion of management, there are no current legal proceedings or other claims outstanding, which, upon final disposition, will have a material adverse effect on the financial position of the Group.

Note 22. Contingencies (continued)

Tax contingencies. Russian tax, currency and customs legislation is subject to varying interpretation, and changes, which can occur frequently. Management' interpretation of such legislation as applied to the transactions and activity of the Group may be challenged by the relevant regional and federal authorities. Recent events within the Russian Federation suggest that the tax authorities may be taking a more assertive position in their interpretation of the legislation and assessments. As a result, significant additional taxes, penalties and interest may be assessed. Fiscal periods remain open to review by the authorities in respect of taxes for three calendar years proceeding the year of review. Under certain circumstances review may cover longer periods.

As at 31 December 2005, management believes that its interpretation of the relevant legislation is appropriate and the Group's tax, currency and customs positions will be sustained. Where management believes it is probable that a position cannot be sustained, an appropriate amount has been accrued for in these Financial Statements.

No disclosure has been made in respect of the possible financial effect of potential claims or disputes on these matters, as to do so might prejudice seriously the position of the Group.

Environmental matters. Group entities and their predecessor entities have operated in the electric power industry in the Russian Federation for many years. The enforcement of environmental regulation in the Russian Federation is evolving and the enforcement posture of government authorities is continually being reconsidered. Group entities periodically evaluate their obligations under environmental regulations.

Potential liabilities might arise as a result of changes in legislation and regulation or civil litigation. The impact of these potential changes cannot be estimated, but could be material. In the current enforcement climate under existing legislation, management believes that there are no significant liabilities for environmental damage, other than any amounts which have been accrued in the accompanying consolidated balance sheet.

Note 23. Financial instruments and financial risk factors

Financial risk factors. The Group's activities expose it to a variety of financial risks, including the effects of changes in foreign currency exchange rates, changes in interest rates, and the collection of receivables. The Group does not have a risk policy to hedge its financial exposures.

Credit risk. Financial assets, which potentially subject the Group to concentrations of credit risk, consist principally of trade receivables. Although collection of receivables could be influenced by economic factors, management believes that there is no significant risk of loss to the Group beyond the provision for impairment of receivables already recorded.

The cash has been deposited in the financial institutions with no more than minimal exposure to the default risk at the time of account opening.

Foreign exchange risk. The Group operates within the Russian Federation. The Group's purchases and borrowings are denominated in Russian Rubles.

Interest rate risk. The Group's operating profits and cash flows from operating activity are largely not dependent on the changes in market interest rates. The Group is exposed to fair value interest rate risk as most of its borrowings are at fixed interest rates. The Group has no material interest-bearing assets.

Fair value. Management believes that the fair value of other financial assets and financial liabilities approximates their current carrying amount.

Note 24. Related party transactions

For the purposes of these financial statements, parties are considered to be related if one party has the ability to control the other party, is under common control, or can exercise significant influence over the other party in making financial and operational decisions. In considering each possible related party relationship, attention is directed to the substance of the relationship, not merely the legal form.

The nature of the related party relationships for those related parties with whom the Group entered into significant transactions or had significant balances outstanding at 31 December 2005 are detailed below.

Parent

RAO UES of Russia owns 100 percent of the ordinary voting shares of the Group and has effective control over the Group's operations. The Russian Government is the ultimate controlling party of the Group, owning 52.6 percent of RAO UES of Russia.

Transactions and balances with the Parent company for the year were as follows:

	Year ended 31 December 2005	Year ended 31 December 2004 (Unaudited)
Transactions with RAO UES of Russia		
Accounts payable and accruals	1,302,824	1,345,000
Balances with RAO UES of Russia		
Accounts receivable and prepayments	35,202	74,404
Accounts payable and accruals	5,379,315	4,978,674

Transactions with management and close family members

Compensation is paid to members of the Board of Directors of OJSC "HydroWGC" for their services in full time management positions. The compensation is made up of a contractual salary, non-cash benefits, and a performance bonus depending on results for the year according to Russian statutory financial statements. The compensation is approved by the Board of Directors. Discretionary bonuses are also payable to members of the Board of Directors, which are approved by the Chairman of the Managing Board according to his perception of the value of their contribution.

Fees, compensation or allowances to the members of the Board of Directors for their services in that capacity and for attending Board meetings are paid depending on results for the year.

Total remuneration in the form of salary paid to the members of the Board of Directors for the year ended 31 December 2005 was RR 10,326 thousand (for the year ended 31 December 2004 - RR 24,057 thousand).

State-controlled entities

In the normal course of business the Group enters into transactions with other entities under Government control. Prices for electricity and heat are based on tariffs set by FST and RST. Bank loans are granted at market rates. Taxes are charged and paid under the Russian tax legislation.

Note 24. Related party transactions (continued)

The Group had the following significant transactions and balances with state-controlled entities other than with RAO UES which are disclosed above:

	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
Sales of electricity	6,245	6,161
Purchases of electricity	511	609
Interest expense	1,833	-
Accounts receivable and prepayments	32,275	43,685
Accounts payable and accruals	98,887	45,964
Current and non-current debt	210,000	250,000

Tax balances are disclosed in Note 11 and 16. Tax transactions are disclosed in the income statement and Note 18.

Note 25. Principal subsidiaries

The following are the significant subsidiary enterprises which have been consolidated into the Financial Statements. All subsidiaries are incorporated and operate in the Russian Federation.

Hydro generating companies

	Ownership / Voting	
Name	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
OJSC MC "Managing Company HydroWGC"	100.0%/ 99.3%	100.0%/ 99.3%
OJSC "Volga HEPP"	83.3%/ 86.4 %	83.3%/ 86.4%
OJSC "Upper Volga Cascade of HEPPs"	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
OJSC "Zeya HEPP"	56.4%/ 72.2%	56.4%/ 72.2%
OJSC "Boguchansk HEPP"	64.2% / 64.2%	64.2% / 64.2%
OJSC "Sayano-Shushensk HEPP"	78.9%/ 78.9%	78.9%/ 78.9%
OJSC "Sulakenergo"	53.6%/ 53.6%	61.2%/ 61.2%
OJSC "Zelenchuki HEPPs"	97.3%/ 97.3%	97.3%/ 97.3%
OJSC "Zaramagsk HEPPs"	77.5%/ 77.5%	88.4%/ 88.4%
OJSC "Kabbalk HEPP"	50.3%/ 50.3%	50.3%/ 50.3%
OJSC "Votkinsk HEPP"	59.8%/ 74.2%	59.8%/ 74.2%
OJSC "Kama HEPP"	100,0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
OJSC "Nizhni Novgorod HEPP"	100.0%/ 100.0%	100.0%/ 100.0%
OJSC "Saratov HEPP"	84.1%/ 86.9%	84.1%/ 86.9%
OJSC "Zhigulyovsk HEPP"	100.0% / 99.3%	100.0% / 99.3%

Other – maintenance and repair companies

Name	Ownership / Voting	
	31 December 2005	31 December 2004 (Unaudited)
OJSC "Turboremont VKK" (subsidiary of "Volga HEPP")	100.0%	100.0%
OJSC "Hydroremont VKK" (subsidiary of "Zhigulyovsk HEPP")	100.0%	100.0%
OJSC "Electroremont VKK" (subsidiary of "Zhigulyovsk HEPP")	100.0%	100.0%
OJSC Sayano-Shushensk Hydroremont (subsidiary of "Sayano-Shushensk HEPP")	100.0%	100.0%
OJSC Sayano-Shushensk Transport Section (subsidiary of "Sayano-Shushensk HEPP")	100.0%	100.0%

Note 25. Principal subsidiaries (continued)

Change of the OJSC "HydroWGC" ownership interest in the subsidiaries and affiliates in 2005:

- OJSC "Sulakenergo": from 61.2 percent to 53.6 percent;
- OJSC "Zaramagsk HEPP": from 88.4 percent to 77.5 percent;

The decrease in participation of OJSC "HydroWGC" in the above mentioned entities has to do with the additional issued shares by these companies, which were acquired by RAO "UES of Russia". It is anticipated that the additional shares issued to RAO "UES of Russia" will in due course be contributed to the Company. No gain or loss was recognised on the partial disposals as the consideration received by the Company's subsidiaries approximated the fair value of the shares issued.

Note 26. Post balance sheet events

On 21 March 2006, the Federal Financial Markets Service (FFMS) registered an additional issue of ordinary registered uncertified shares of OJSC "HydroWGC" placed by private offering in favor of RAO "UES of Russia" and the Russian Federation in a total number of 120 billion items with a total nominal value of RR 120 billion.

In 2006 the Group expects to raise additional funds by a loan in the form of bonds. OJSC "HydroWGC" and OJSC "Managing Company HydroWGC" will be jointly and severally liable to the bonds' holders of the OJSC "Managing Company HydroWGC" for the performance by the latter of its obligations (the total number of the bonds is 5,000,000 with a total nominal value of RR 5 billion). The funds that would be raised are intended for the financing of the construction of Boguchansk HEPP and also meeting the needs of subsidiaries and affiliates of the Group.

In May 2006 the Company and external investors concluded an agreement on mutual financing, construction and exploitation of Boguchanskaya GES and Boguchansky Aluminum Smelter. The first phases of Boguchanskaya GES and Boguchansky Aluminum Smelter are planed to be put into operation in the fourth quarter of 2009. In the near future the Company and the external investors plan to sign an additional co-investment agreement specifying obligations of the parties to finance this project.

In March 2006, the Board of Directors of RAO "UES of Russia" made a decision on an additional capital issue, aimed to finance "Zaramagsk HEPPs" in 2006–2007, by means of placement of additional shares in a total number of 1,500,000 at nominal value of RR 1,500,000 thousand by private offering in favor of RAO "UES of Russia" and OJSC "HydroWGC". After the additional issue, the aggregate interest of RAO "UES of Russia" and OJSC "HydroWGC" in the authorized capital of OJSC "Zaramagsk HEPPs" will approximate 94 percent.

In March 2006, the Board of Directors of RAO "UES of Russia" instructed the company representatives in the Board of Directors of OJSC "HydroWGC" to vote for the decisions relevant to the increase of the authorized capital of OJSC "Sulakenergo" by means of placement of additional shares in a total number of 508 million items at the nominal value of RR 5,080 million by private offering in favor of RAO "UES of Russia" and OJSC "HydroWGC". The issue aims to finance the construction of Irganaisk HEPP in 2006–2007. After the additional issue, the aggregate interest of RAO "UES of Russia" and OJSC "HydroWGC" in the authorized capital of OJSC "Sulakenergo" will approximate 80.11 percent.

The Board of Directors of OJSC "HydroWGC" approved a dividend of RR 0.0054 per share on 23 June 2006. The total amount of dividends equals RR 565,695 thousand. Dividends were paid on 21 August 2006.

The Board of Directors of subsidiary OJSC "Sulakenergo" by results of activity for 2006 approved a dividend of RR 0.028 per share on 9 June 2006. The total amount of dividends payable to RAO UES of Russia amounts to RR 2,484 thousand.

ГРУППА «ГидроОГК»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (МСФО) ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005 ГОДА

PRICEWATERHOUSECOOPERS

Закрытое акционерное общество
"ПрайсвотерхаусКуперс Аудит"
(ЗАО "ПвК Аудит")
Космодамианская наб., 52, стр. 5,
Москва, 115054.
телефон +7 (495) 967 6000
факс +7 (495) 967 6001
www.pwc.com

АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Акционерам ОАО «ГидроОГК»:

1 Нами проведен аудит прилагаемых консолидированного бухгалтерского баланса ОАО «ГидроОГК» и его дочерних компаний (далее - «Группа») по состоянию на 31 декабря 2005 г., а также соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, движении денежных средств и изменении акционерного капитала за отчетный год. Ответственность за подготовку данной финансовой отчетности, представленной на страницах с 3 по 36, несет руководство Группы. Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной отчетности на основе проведенного аудита. Аудит консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря 2004 г. ни нами, ни другими аудиторами не проводился.

2 Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам аудит планировался и проводился таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включал проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности. Кроме этого, аудит включал оценку принятой учетной политики и важнейших расчетов, сделанных руководством, а также оценку общего представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный аудит дает достаточные основания для того, чтобы выразить мнение о данной отчетности.

3 По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2005 г., а также результаты ее деятельности и движение денежных средств за отчетный год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

Москва, Российская Федерация
28 августа 2006 г.

Примечание переводчика: Настоящее аудиторское заключение представляет собой перевод с английского языка; текст заключения на английском языке является официальным и юридически обязательным.

Фирма является уполномоченным пользователем фирменного наименования и товарного знака "ПрайсвотерхаусКуперс"

Группа «ГидроОГК»

Консолидированный Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2005 г.
(в тысячах российских рублей)

	Прим.	31 декабря 2005 года	31 декабря 2004 года (Не подтверждено аудитом)
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	5	53 072 362	48 476 842
Отложенные налоговые активы	11	3 066 570	2 607 038
Прочие внеоборотные активы	6	4 145 701	1 732 491
Итого внеоборотных активов		**60 284 633**	**52 816 371**
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	7	797 224	619 017
Дебиторская задолженность и авансы выданные	8	2 774 769	2 055 920
Товарно-материальные запасы	9	457 415	454 479
Прочие оборотные активы		155 841	97 181
Итого оборотных активов		**4 185 249**	**3 226 597**
ИТОГО АКТИВОВ		**64 469 882**	**56 042 968**
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Акционерный капитал			
Обыкновенные акции (номинальная стоимость 103 951 323 тыс. руб.)	10	103 951 323	103 951 323
Неоплаченный акционерный капитал	10	-	(2 059 795)
Дефицит в связи с оплатой акционерного капитала	10	(66 804 105)	(66 804 105)
		37 147 218	**35 087 423**
Нераспределенная прибыль и прочие резервы		3 289 276	705 984
Итого капитал, приходящийся на счет акционеров ОАО "ГидроОГК"		**40 436 494**	**35 793 407**
Доля меньшинства		**11 939 134**	**10 730 121**
Итого капитала		**52 375 628**	**46 523 528**
Долгосрочные обязательства			
Отложенные налоговые обязательства	11	3 269 925	3 056 553
Долгосрочные заемные средства	12	671 266	220 574
Прочие долгосрочные обязательства	13	98 829	157 465
Итого долгосрочных обязательств		**4 040 020**	**3 434 592**
Краткосрочные обязательства			
Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	14	3 350 558	1 446 533
Кредиторская задолженность и начисления	15	3 556 901	3 670 136
Текущие обязательства по налогу на прибыль		65 579	42 567
Задолженность по прочим налогам	16	1 081 196	925 612
Итого краткосрочных обязательств		**8 054 234**	**6 084 848**
Итого обязательств		**12 094 254**	**9 519 440**
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		**64 469 882**	**56 042 968**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

28 августа 2006 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Группа «ГидроОГК»

Консолидированный Отчет о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2005 г.
(в тысячах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Доходы от текущей деятельности	17	12 883 425	10 995 008
Прочие операционные доходы		150 267	278 960
Расходы по текущей деятельности	18	8 913 423	8 754 897
Прибыль от текущей деятельности		**4 120 269**	**2 519 071**
Финансовые расходы, нетто	19	(240 008)	(80 264)
Прибыль до налога на прибыль		**3 880 261**	**2 438 807**
Расходы по налогу на прибыль	11	(979 983)	(776 964)
Чистая прибыль		**2 900 278**	**1 661 843**
Участие в прибыли:			
Доля акционеров ОАО "ГидроОГК"		2 612 276	1 599 178
Доли меньшинства		288 001	62 665
Прибыль на обыкновенную акцию, причитающаяся акционерам ОАО "ГидроОГК" - базовая и разводненная (в российских рублях)	**20**	**0,025**	**0,015**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

28 августа 2006 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Группа «ГидроОГК»

Консолидированный Отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2005 г.
(в тысячах российских рублей)

		За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Прибыль до налогообложения		**3 880 261**	**2 438 807**
Поправки на:			
Амортизацию и обесценение основных средств	18	1 812 830	1 710 986
Расходы на создание резерва по сомнительной дебиторской задолженности	18	12 155	119 871
Расходы на выплату процентов и прибыль от реструктуризации кредиторской задолженности		240 008	80 264
Расход на создание резерва по отложенному НДС, относящемуся к тарифному небалансу		101 987	52 534
Расходы на создание резерва под обесценение товарно – материальных ценностей		1 788	1 760
Убыток/(прибыль) от выбытия основных средств		(204 936)	79 106
Денежные потоки в операционной деятельности до изменений оборотного капитала и уплаченного налога на прибыль		**5 844 092**	**4 483 328**
Изменения в оборотном капитале:			
Увеличение дебиторской задолженности и авансов выданных		(1 919 615)	(1 218 188)
Увеличение прочих оборотных средств		(58 660)	(64 546)
(Увеличение) / уменьшение товарно-материальных запасов		(4 724)	45 867
Увеличение прочих внеоборотных активов		(510 492)	(1 280 898)
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		567 430	430 712
Увеличение / (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		155 584	216 899
Уменьшение прочих долгосрочных обязательств		(58 636)	(141 071)
Налог на прибыль, уплаченный денежными средствами		(1 181 277)	(862 335)
Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности		**2 833 703**	**1 609 768**
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Приобретение основных средств		(4 890 657)	(2 958 784)
Поступления от реализации основных средств		21 031	6 992
Чистая сумма денежных средств использованных в инвестиционной деятельности		**(4 869 626)**	**(2 951 792)**
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Поступления от краткосрочных заемных средств		4 561 277	2 872 875
Поступления от долгосрочных заемных средств		240 000	-
Погашение займов		(2 981 199)	(2 244 344)
Проценты уплаченные		(63 569)	(37 463)
Дивиденды, выплаченные Группой РАО «ЕЭС России»		(580 896)	(245 109)
Дивиденды, выплаченные Группой миноритарным акционерам		(155 620)	(107 188)
Поступления от миноритарных акционеров		1 092 342	-
Поступления от акционеров		-	1 280 500
Поступления от оплаты акционерного капитала		101 795	-
Чистая сумма денежных средств, использованных в финансовой деятельности		**2 214 130**	**1 519 271**
Увеличение денежных средств и их эквивалентов		**178 207**	**177 247**
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	7	**619 017**	**441 770**
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	7	**797 224**	**619 017**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

28 августа 2006 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Группа «ГидроОГК»

Консолидированный Отчет о движении капитала за год, закончившийся 31 декабря 2005 г.
(в тысячах российских рублей)

	Акционерный капитал, состоящий из обыкновенных акций	Неоплаченный акционерный капитал	Дефицит в связи с оплатой акционерного капитала	Нераспределенная прибыль и прочие резервы	Капитал, приходящийся на счет акционеров ОАО "ГидроОГК"	Доля меньшинства	Всего капитал
На 1 января 2004 года (Не подтвержденно аудитом)	**103 951 323**	**(2 059 795)**	**(66 804 105)**	**-**	**35 087 423**	**10 747 721**	**45 835 144**
Чистая прибыль	-	-	-	1 599 178	1 599 178	62 665	1 661 843
Дивиденды	-	-	-	(893 194)	(893 194)	(80 265)	(973 459)
На 31 декабря 2004 года (Не подтвержденно аудитом)	**103 951 323**	**(2 059 795)**	**(66 804 105)**	**705 984**	**35 793 407**	**10 730 121**	**46 523 528**
На 1 января 2005 года (Не подтвержденно аудитом)	**103 951 323**	**(2 059 795)**	**(66 804 105)**	**705 984**	**35 793 407**	**10 730 121**	**46 523 528**
Оплата уставного капитала	-	2 059 795	-	-	2 059 795	-	2 059 795
Чистая прибыль	-	-	-	2 612 276	2 612 276	288 001	2 900 278
Влияние изменения в доле меньшинства	-	-	-	-	-	1 092 342	1 092 342
Дивиденды	-	-	-	(28 984)	(28 984)	(171 330)	(200 314)
На 31 декабря 2005 года	**103 951 323**	**-**	**(66 804 105)**	**3 289 276**	**40 436 494**	**11 939 134**	**52 375 628**

Председатель Правления В.Ю. Синюгин

Главный бухгалтер О.В. Отто

28 августа 2006 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Примечание 1. Группа и ее деятельность

Открытое акционерное общество «ГидроОГК» (далее – «Общество») учреждено единственным учредителем – Открытым акционерным обществом РАО «ЕЭС России» – 26 декабря 2004 г. в соответствии с постановлениями Правительства «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

Создание Федеральной гидрогенерирующей компании - ОАО «ГидроОГК» - стало важным этапом структурного реформирования энергетической отрасли Российской Федерации.

Юридический адрес ОАО «ГидроОГК»: РФ, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Республики, д. 51.

Группа ОАО «ГидроОГК» (далее – «Группа») включает в себя на 31 декабря 2005 г. дочерние общества, перечисленные в Примечании 25. Дочерние общества разделяются на гидрогенерирующие компании и ремонтные организации.

Установленная мощность гидроэлектростанции дочерних обществ Общества составляет 18,3 ГВт, а с учетом дочерних и зависимых обществ ОАО «РАО ЕЭС России», полномочия единоличного исполнительного органа которых переданы ОАО «УК ГидроОГК», этот показатель достигает 21,4 ГВт.

Условия ведения деятельности Группы. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые черты развивающегося рынка. Эти характеристики включают, но не ограничиваются: неконвертируемостью российского рубля в большинстве стран, а также сравнительно высокой инфляцией. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям.

Хотя в экономической ситуации наметились тенденции к улучшению, экономическая перспектива Российской Федерации во многом зависит от эффективности экономических мер, финансовых механизмов и денежной политики, предпринимаемых Правительством, а также развития фискальной, правовой и политической систем.

Отношения с государством и действующее законодательство. В число потребителей электрической и тепловой энергии Группы входит большое количество предприятий, контролируемых государством или имеющих к нему непосредственное отношение. Кроме того, государство контролирует ряд поставщиков Группы.

Государство оказывает непосредственное влияние на деятельность Группы путем регулирования через Федеральную службу по тарифам (ФСТ) - оптовой реализации электроэнергии, и через Региональную службу по тарифам (РСТ) — розничной реализации электрической и тепловой энергии. Тарифы на электрическую энергию для обществ Группы определяются на основе как нормативных документов по выработке электрической энергии, так и нормативных документов, применимых для естественных монополий.

Как указано выше, политика Правительства Российской Федерации в экономической, социальной и других сферах может оказывать существенное влияние на финансово-хозяйственную деятельность Группы.

Изменения, происходящие в отрасли и законодательстве. Электроэнергетика, в целом, и Группа, в частности, в данный момент находятся в процессе реформирования, целью которого является создание конкурентного рынка электроэнергии и среды, в которой Группа и ее преемники смогут привлекать средства, необходимые для поддержания и расширения производственных мощностей.

Потенциал гидроэнергетики России используется на 20%, в то время как развитые страны используют его на 80-95%. В РФ есть возможность для масштабного расширения парка гидроэлектростанций и увеличения выработки энергии при незначительном и контролируемом экологическом ущербе.

Освоение гидропотенциала Дальнего Востока и Сибири, а также малых ГЭС на Северном Кавказе привлекательно с точки зрения размещения энергоемких потребителей электроэнергии вблизи гидроэлектростанций. Освоение гидропотенциала способствует росту деловой активности, развитию инфраструктуры и освоению незаселенных территорий, и является существенным вкладом в развитие экономики России. Одновременно значительный гидропотенциал Дальнего Востока и Сибири создает благоприятные перспективы для российской энергетики с точки зрения освоения растущих рынков электроэнергии Китая, Кореи и Японии. Таким образом, создаются инструменты для решения ряда геоэкономических и геополитических задач.

Примечание 1. Группа и ее деятельность (продолжение)

Цели и задачи реформы электроэнергетики определены постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации". С учетом последующих изменений в нормативно-правовой базе цели и задачи реформирования были конкретизированы в "Концепции Стратегии РАО "ЕЭС России" на 2003-2008 гг. "(5+5)". В процессе реформирования крупнейшими участниками оптового рынка станут оптовые генерирующие компании (ОГК). В сентябре 2003 года было издано распоряжение Правительства Российской Федерации №1254-р, утвердившее состав генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии. В октябре 2004 года распоряжением Правительства Российской Федерации №1367 были внесены изменения в структуру ОГК. Согласно распоряжениям, должны быть созданы 7 генерирующих компаний (6 на базе тепловых электростанций и 1 на базе гидроэлектростанций), в которые войдут электростанции, принадлежащие РАО "ЕЭС России" и его дочерним обществам.

К настоящему времени созданы все семь ОГК, предусмотренные планами реформы. Из них шесть включают крупнейшие тепловые электростанции, а одна - гидроэлектростанции. Учитывая особенности крупных ГЭС (способность ГЭС оперативно изменять нагрузку и дешевизну гидроэнергии), входящих в ОАО "ГидроОГК", государство ограничивает участие ОГК на базе ГЭС в формировании рыночной цены электроэнергии, тем самым "не мешая" другим участникам рынка.

В соответствии с «Концепцией РАО «ЕЭС России» на 2003-2008 гг. «(5+5)» (см. приложение 2. «Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии»), одобренной Советом директоров РАО «ЕЭС России» (протокол от 26.02.2006 №215), создание и полное формирование ОАО «ГидроОГК» осуществляется в соответствии с решениями Совета директоров РАО «ЕЭС России».

Формирование Группы пройдет в 2 этапа:

Первый этап (завершен в 1кв. 2005 года): включение в состав ОАО «ГидроОГК» акций дочерних и зависимых обществ, принадлежащих РАО "ЕЭС России": ОАО "Волжская ГЭС", ОАО "Жигулевская ГЭС", ОАО "Воткинская ГЭС", ОАО "Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего", ОАО "Зейская ГЭС", ОАО "Богучанская ГЭС", ОАО "Бурейская ГЭС", ОАО "Зарамагские ГЭС", ОАО "Зеленчукские ГЭС", ОАО "КаббалкГЭС", ОАО "Сулакэнерго", ОАО "Нижегородская ГЭС", ОАО "Саратовская ГЭС", ОАО "Камская ГЭС", ОАО "Каскад ВВ ГЭС", ОАО "Управляющая компания "Волжский гидроэнергетический каскад" (УК ВоГЭК).

Второй этап (планируется завершить до конца 2006 г.): включение в состав Группы ОАО "Чебоксарская ГЭС", ОАО "Дагестанская региональная генерирующая компания", ОАО "Загорская ГАЭС", ОАО "Ставропольская электрическая генерирующая компания", имущества Новосибирской ГЭС, акций дополнительных эмиссий ОАО "Бурейская ГЭС", ОАО "Зарамагские ГЭС", ОАО "Сулакэнерго", а также акций дополнительных эмиссий акционерных обществ, созданных на основе имущества гидроэлектростанций (в том числе недостроенных), принадлежащего дочерним и зависимым обществам РАО "ЕЭС России". Кроме того, Группа планирует проведение дополнительной эмиссии акций.

Ограничением при формировании ОАО «ГидроОГК» является законодательное требование о недопущении в процессе преобразования РАО «ЕЭС России» снижения доли участия Российской Федерации (если указанная доля составляет свыше 50 процентов) в уставном капитале:

- акционерных обществ, которые владеют на праве собственности или ином законном основании гидроэлектростанциями, введенными в эксплуатацию с момента вступления в силу Федерального закона от 26.03.2003 г. №36-ФЗ;
- организаций (или их правопреемников), которые являются дочерними обществами по отношению к вышеуказанным акционерным обществам.

С учетом изложенного второй этап формирования Группы не предусматривает обмена акциями между ОАО «ГидроОГК» и миноритарными акционерами.

Основы нормативного регулирования процесса реформирования электроэнергетики Российской Федерации, а также функционирования отрасли в переходный период и после завершения реформы, заложены в Федеральных законах от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ "Об электроэнергетике" и №36-ФЗ "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием закона "Об электроэнергетике" (в дальнейшем Федеральный закон №36-ФЗ).

Примечание 1. Группа и ее деятельность (продолжение)

В настоящее время ведется разработка нормативных актов, предусмотренных федеральными законами по реформированию электроэнергетики.

- В декабре 2004 года были внесены изменения в Федеральный закон №36-ФЗ, предусматривающие перенос срока вступления в силу запрета на совмещение деятельности по передаче электроэнергии и оперативно-диспетчерскому управлению с деятельностью по производству и купле-продаже электроэнергии с 1 января 2005 г. по 1 апреля 2006 г.
- 25 февраля 2005 г. зарегистрирован выпуск и отчет об итогах выпуска обыкновенных именных бездокументарных акций Открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания»
- 29 марта 2005 г. совет директоров ОАО «ГидроОГК» принял за основу формирования стратегии Общества миссию, цели Общества и приоритетные задачи Правления Общества, предложенные в докладе «О подходах к формированию стратегии Общества». Принято решение о создании Комитета по стратегии при Совете директоров.
- 20 мая 2005 г. совет директоров ОАО «ГидроОГК» поручил Правлению Общества подготовить предложения по формированию инвестиционной программы на 2007-2010 гг. Совет директоров принял к сведению концепцию Целевой модели формирования холдинга.
- 1 июля 2005 г. совет директоров РАО «ЕЭС России» утвердил в новой редакции Устав ОАО «ГидроОГК». Согласно внесенным изменениям функции Общего собрания акционеров Общества в период, когда оно является 100%-ным дочерним обществом РАО «ЕЭС России», выполняет Совет директоров РАО «ЕЭС России».
- 12 августа 2005 г. в целях улучшения системы управления действующих ГЭС Советом директоров ОАО "ГидроОГК" принято решение о передаче управляющей компании ОАО "УК ГидроОГК", формируемой на базе ОАО "Управляющая компания "Волжский гидроэнергетический каскад" (УК ВоГЭК), полномочий исполнительных органов ГЭС.
- 30 сентября 2005 г. совет директоров РАО "ЕЭС России" одобрил целевую модель функционирования ОАО "ГидроОГК". Целевая модель предполагает создание на базе ОАО "ГидроОГК" Операционной компании, управляющей входящими в ее состав филиалами – гидроэлектростанциями и осуществляющей корпоративное управление в отношении своих дочерних обществ, которые образованы в целях организации новых видов деятельности, а также реализации инвестиционных проектов.
- 28 октября 2005 г. Общее собрание акционеров ОАО "ГидроОГК" (Совет директоров РАО "ЕЭС России") приняло решение об увеличении уставного капитала компании путем дополнительной эмиссии 120 млрд. обыкновенных акций номиналом 1 рубль каждая.
- 9 ноября 2005 г. Совет директоров ОАО "ГидроОГК" одобрил основные положения стратегии Общества на период до 2010 года и на перспективу до 2020 года.
- 15 декабря 2005 г. издан приказ ОАО РАО "ЕЭС России" № 820 "О развороте работ по началу строительства Богучанской ГЭС в 2006 году".

Сезонный характер деятельности. На спрос на электроэнергию оказывают влияние время года и погодные условия. Основной объем доходов от реализации электроэнергии энергии приходится на период с октября по март, хотя и не явно. В период снижения производства с апреля по сентябрь возрастают расходы на ремонт и техническое обслуживание. Сезонный характер деятельности не оказывает влияния на порядок отражения Группой доходов или затрат.

Примечание 2. Финансовое положение

По состоянию на 31 декабря 2005 г. краткосрочные обязательства Группы превышали ее текущие активы на 3 868 985 тыс. руб. (на 31 декабря 2004 г.: на 900 251 тыс. руб.).

Примечание 2. Финансовое положение (продолжение)

Правительство Российской Федерации оказывает влияние на Группу путем контроля над тарифами и другими факторами. Региональные службы по тарифам не всегда дают разрешение на повышение тарифов пропорционально росту затрат, и поэтому отдельные тарифы не достаточны для покрытия всех затрат на производство и распределение энергии. Более того, при определении этих тарифов учитываются только затраты, определяемые по российским стандартам, и соответственно не включаются дополнительные затраты, учитываемые по Международным Стандартам Финансовой Отчетности (далее "МСФО"). В результате тарифы зачастую не обеспечивают надлежащего уровня окупаемости, а также достаточных средств для полного замещения основных средств. Кроме того, Группа также испытывает трудности с привлечением финансовых средств, необходимых для инвестиционных вложений в активы, используемые для производства, передачи и распределения энергии.

Руководство Группы предпринимает следующие меры для решения указанных выше вопросов и улучшения финансового положения Группы:

- внедрение улучшенных процедур финансового планирования; концентрация усилий на обеспечении своевременного поступления денежных средств по текущей и просроченной дебиторской задолженности; реструктуризация обязательств в целях их погашения в течение более продолжительного периода времени;
- ведение переговоров со стратегическими инвесторами, определение и оценка проектов, требующих финансовых вложений;
- ведение переговоров с федеральными и региональными органами власти и регулирующими организациями по вопросу реального повышения тарифов для обеспечения достаточного объема долгосрочных инвестиций в активы Группы по производству, передаче и распределению энергии;
- активное участие в реструктуризации электроэнергетики (см. Примечание 1).

Руководство Группы считает, что в конечном итоге будет создана стабильная нормативная база и конкурентный рынок электроэнергии, что позволит Группе и ее преемникам привлекать необходимые средства для устойчивого развития финансово-хозяйственной деятельности. Однако в этом вопросе не может быть полной уверенности.

Примечание 3. Основные подходы к составлению финансовой отчетности

Принцип соответствия. Настоящая консолидированная финансовая отчетность (далее — "Финансовая отчетность") была подготовлена в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности, включая Международные стандарты учета и Интерпретации, утвержденные Комитетом по международным стандартам финансовой отчетности и Комитетом по интерпретациям международной финансовой отчетности (далее — "МСФО").

Каждое предприятие Группы ведет индивидуальный учет и готовит финансовую отчетность в соответствии со стандартами бухгалтерского учета и отчетности Российской Федерации (далее -"РСБУ"). Прилагаемая финансовая отчетность подготовлена на основании российских учетных данных, скорректирована и переклассифицирована для целей достоверной презентации с учетом требований МСФО.

Функциональная валюта и валюта отчетности. Национальная валюта Российской Федерации — российский рубль, являющийся функциональной валютой для каждой из компаний Группы и одновременно валютой, в которой была подготовлена прилагаемая финансовая отчетность. Округление всей финансовой информации, представленной в рублях, осуществлялось до ближайшей тысячи.

Учет инфляции. Не монетарные активы, приобретенные или переоцененные, и не монетарные обязательства, понесенные или предполагаемые, до 1 января 2003 г., были откорректированы с учетом изменения текущей покупательной способности рубля согласно МСФО (IAS) 29 (*"Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции"*). Согласно МСФО (IAS) 29 финансовая отчетность, подготовленная в валюте страны с гиперинфляционной экономикой, должна быть составлена с учетом текущей покупательной способности валюты этой страны на отчетную дату. Поскольку экономическая ситуация в Российской Федерации свидетельствует об окончании гиперинфляции, Группа прекратила с 1 января 2003 г. применение порядка учета, определенного МСФО (IAS) 29. Соответственно данные финансовой отчетности, пересчитанные с учетом текущей покупательной способности рубля по состоянию на 31 декабря 2002 г., представляют основу текущей балансовой стоимости.

Примечание 3. Основные подходы к составлению финансовой отчетности (продолжение)

Учет Предшественника. Передача бизнеса по выработке электрической энергии материнской компанией Группе является сделкой предприятий, находящихся под общим контролем. В результате Общество учитывает переданные активы, используя «метод учета предшественника», при котором активы бизнеса по выработке энергии учитываются по исторической учетной стоимости, определенной ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствии с МСФО. В соответствии с методом учета предшественника, Группа должна отразить бизнес по выработке электрической энергии как отдельный бизнес с соответствующими сравнительными данными, как будто данный бизнес всегда был отдельной компанией.

Принцип непрерывности деятельности. Данная финансовая отчетность была подготовлена исходя из допущения непрерывности деятельности, в соответствии с которым реализация активов и погашение обязательств происходит в ходе обычной деятельности. Данная финансовая отчетность не включает корректировки, которые необходимо было бы произвести в том случае, если бы Группа не могла продолжить дальнейшее осуществление финансово-хозяйственной деятельности в соответствии с принципом непрерывности деятельности.

Применение новых и пересмотренных стандартов бухгалтерского учета. С 1 января 2005 г. Группа применяла все новые или пересмотренные МСФО, непосредственно относящиеся к ее деятельности. МСФО (IFRS) 3 "*Объединение компаний*" (далее - «МСФО (IFRS) 3»), МСФО (IFRS) 5 «*Внеоборотные активы, удерживаемые для продажи, и прекращенные операции*» (далее – «МСФО (IFRS) 5»), МСФО (IAS) 36 (пересмотрен в 2004 году) «*Обесценение активов*» (далее - «МСФО (IAS) 36») и МСФО (IAS) 38 (далее - «МСФО (IAS) 38») «*Нематериальные активы*» Группа начала применять в 2004 году.

Принятие МСФО (IAS) 1 "*Представление финансовой отчетности*" (далее - "МСФО (IAS) 1"), МСФО (IAS) 2 "*Запасы*" (далее - "МСФО (IAS) 2"), МСФО (IAS) 8 "*Учетная политика, изменения учетных оценок и ошибки*" (далее - "МСФО (IAS) 8"), МСФО (IAS) 10 "*События после отчетной даты*" (далее - "МСФО (IAS) 10"), МСФО (IAS) 16 "*Основные средства*" (далее - "МСФО (IAS) 16"), МСФО (IAS) 17 "*Аренда*" (далее - "МСФО (IAS) 17"), МСФО (IAS) 21 "*Влияние изменений валютных курсов*" (далее - "МСФО (IAS) 21"), МСФО (IAS) 24 "*Раскрытие информации о связанных сторонах*" (далее -"МСФО (IAS) 24"), МСФО (IAS) 27 "*Консолидированная и индивидуальная финансовая отчетность*" (далее - "МСФО (IAS) 27"), МСФО (IAS) 28 "*Учет инвестиций в ассоциированные компании*" (далее -"МСФО (IAS) 28"), МСФО (IAS) 31 "*Участие в совместной деятельности*" (далее -"МСФО (IAS) 31"), МСФО (IAS) 32 "*Финансовые инструменты: раскрытие и представление информации*" (далее - "МСФО (IAS) 32"), МСФО (IAS) 33 "*Прибыль на акцию*" (далее - "МСФО (IAS) 33") и МСФО (IAS) 39 "*Финансовые инструменты: признание и оценка*" (далее — "МСФО (IAS) 39"), МСФО (IAS) 40 «*Инвестиционная собственность*» (далее МСФО (IAS) 40), все пересмотренные в 2003, принятие изменений к МСФО (IAS) 39 "*Хеджирование процентной маржи*" и "*Пересмотр и первоначальное признание финансовых активов и обязательств*", так же как принятие МСФО (IFRS) 2 "*Выплаты долевыми инструментами*" (далее - "МСФО (IFRS) 2"), МСФО (IFRS) 4 "*Договоры страхования*" (далее - "МСФО (IFRS) 4") and и МСФО (IFRS) 5 "*Выбытие долгосрочных активов, предназначенных для продажи, и представление информации по прекращаемой деятельности*" (далее — "МСФО (IFRS) 5"), не привело к возникновению каких-либо существенных изменений в учетной политике Группы. Иными словами:

МСФО (IAS) 24 оказал влияние на порядок определения связанных сторон и раскрытие информации по прочим связанным сторонам. В соответствии с МСФО (IAS) 24 Группа теперь обязана раскрывать информацию об операциях с другими предприятиями, находящимися под контролем государства, как со сторонами, находящимися под общим контролем Правительства Российской Федерации.

Примечание 3. Основные подходы к составлению финансовой отчетности (продолжение)

МСФО (IAS) 2, 8, 10, 16, 17, 21, 27, 28, 31, 32, 33, 39, 40, МСФО (IFRS) 2, МСФО (IFRS) 4 и МСФО (IFRS) 5 не оказали существенного влияния на финансовое положение Группы, а также на данные отчетов о прибылях и убытках и движении денежных средств.

Перечисленные далее новые Стандарты и Интерпретации еще не приняты и, соответственно, не применялись при подготовке настоящей Отчетности.

МСФО (IFRS) 7 «*Финансовые инструменты: раскрытие информации*», распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2007 г. или после этой даты. Стандарт будет требовать более подробного раскрытия информации о финансовых инструментах Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 1 «*Представление финансовой отчетности -раскрытие информации о капитале*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2007 г. или после этой даты. Стандарт будет требовать более подробного раскрытия информации о капитале Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 19 «*Вознаграждения работникам*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 г. или после этой даты. Поправка дает дополнительное право на признание актуарных прибылей и убытков, возникающих в отношении планов с установленными выплатами, полностью в нераспределенной прибыли, требует дополнительных раскрытий в отношении пенсионных планов с установленными выплатами и определяет принцип учета для контрактных соглашений между работодателями и участвующими в пенсионном плане работниками.

Поправка к МСФО (IFRS) 6 «*Разработка и оценка минеральных ресурсов*», вступающая в силу при составлении отчетности за годовые отчетные периоды, начинавшиеся 1 января 2006 г., или после этой даты. МСФО (IFRS) 6 позволяет компании продолжать использовать учетную политику для разработки и оценки минеральных ресурсов, примененную сразу же после первого применения МСФО, с учетом требований по проведению оценки на возможное экономическое обесценение.

Изменение к МСФО (IAS) 21 «*Влияние изменений валютных курсов*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 г. или после этой даты. Данные изменения требуют раскрытия в консолидированной отчетности прибыли/убытка от изменения курсовых разниц, возникающих по «подобным капиталу» внутригрупповым займам в том случае, если займы предоставлены не в функциональной валюте кредитора или заемщика. В настоящее время такие разницы должны быть признаны в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Также расширено определение «чистые инвестиции в зарубежную деятельность», которое теперь включает займы между сестринскими компаниями.

Поправка к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка – возможность отражения по справедливой стоимости*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 г. или после этой даты. Поправка ограничивает отражение финансовых инструментов «по справедливой стоимости в отчете о прибылях и убытках». В настоящее время Группа не закончила анализ влияния требований данной поправки на свою отчетность.

Поправка к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка – учет хеджирования потоков денежных средств по прогнозируемым внутригрупповым операциям*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 г. или после этой даты. Данная поправка позволяет признание валютного риска по внутригрупповым операциям, прогнозируемым с высокой степенью вероятности, в качестве хеджируемой статьи в консолидированной отчетности, при условии, что операция осуществляется в валюте отличной от функциональной валюты компании, проводящей операцию, и что валютный риск окажет влияние на консолидированную прибыль или убыток компании.

Поправка к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка – контракты финансовой гарантии*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся с 1 января 2006 г. или после этой даты. Выпущенные финансовые гарантии, за исключением тех, что ранее были отнесены организацией к договорам страхования, должны первоначально признаваться по справедливой стоимости и впоследствии оцениваться по наибольшей из (1) неамортизированной балансовой стоимости связанных с договором полученных и отложенных сумм вознаграждения и (2) расходов, которые необходимы для урегулирования обязательства по состоянию на отчетную дату. К последующей оценке предоставленных финансовых гарантий применяются другие требования, не позволяющие прекращать признание финансовых активов.

Примечание 3. Основные подходы к составлению финансовой отчетности (продолжение)

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 4 «*Определение признаков лизинга в договорных отношениях*» распространяется на годовые отчетные периоды начиная с 1 января 2006 г. или после этой даты. Интерпретация требует учета отдельных договоренностей в качестве лизинга даже тогда, когда они не оформлены юридически в форме соответствующего договора. Руководством Группы начато проведение анализа влияния требований новой Интерпретации на отчетность Группы, однако на данный момент он еще не завершен.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 5 «*Права на доли, возникающие в связи с фондами вывода из эксплуатации, восстановления и экологической реабилитации*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся 1 января 2006 г. или после этой даты. За некоторым исключением, данные разъяснения запрещают замещение обязательства по расходам на прекращение эксплуатации месторождений активом, предоставляющим процентный доход в фонд прекращения эксплуатации или аналогичный фонд, и предоставляют пояснения относительно оценки возмещения активов.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 6 *"Обязательства, возникающие в связи с участием на специализированном рынке - отходы электротехнического и электронного оборудования"* вступает в силу для периодов, начинающихся с 1 декабря или после указанной даты, т.е. с 1 января 2006 г. Согласно Интерпретации, обязательство, которое делится между участниками рынка пропорционально их рыночным долям, в частности обязательство по полной ликвидации отходов электротехнического и электронного оборудования за прошлые периоды в странах Европейского Союза, не должно признаваться, так как участие на рынке в оцениваемый период является обязывающем событием в соответствии с МСФО (IAS) 37.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 7 «*Использование принципа обратного применения согласно МСФО (IAS) 29*» распространяется на годовые отчетные периоды, начинающиеся 1 марта 2006 г. или после этой даты (1 января 2006 г. для данной отчетности). Данное разъяснение поясняет применение МСФО (IAS) 29 в периоде, котором гиперинфляция экономики была впервые обнаружена. Согласно разъяснениям, МСФО (IAS) 29 должно применяться так как если бы экономика всегда являлась гиперинфляционной. Также даются разъяснения относительно расчета начального сальдо отложенных налогов, скорректированного с учетом гиперинфляции в соответствии с МСФО (IAS) 29.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 8 «*Применение МСФО (IFRS) 2*» распространяется на отчетные периоды, начинающиеся 1 мая 2006 г. или после этой даты, т.е. с 1 января 2007 г. Согласно разъяснением, МСФО (IFRS) 2 также применяется к операциям, при которых компания получает неидентифицируемые товары и услуги и подобные статьи должны быть оценены как разница между справедливой стоимостью оплаты и справедливой стоимостью полученных или получаемых в будущем идентифицируемых товаров и услуг.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 9, «*Переоценка встроенных производных инструментов*», распространяется на отчетные периоды, начинающиеся 1 января 2006 г. Согласно разъяснениям, компания должна оценивать встроенные производные инструменты отдельно от контракта, когда компания впервые заключает контракт. Только в том случае, если впоследствии контракт значительно изменяется, компания переоценивает необходимость проведения повторного разделения.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 10, «*Промежуточная финансовая отчетность и обесценение*», распространяется на отчетные периоды, начинающиеся 1 ноября 2006 г. или после этой даты, т.е. с 1 января 2007 г. Согласно разъяснениям компания не должна возвращать обратно убыток по обесценению, признанный в предшествующие промежуточные периоды в отношении гудвилла или инвестиций в финансовые активы, учитываемые по себестоимости.

Если не указано иное, применение новых стандартов и разъяснений не окажет существенного влияния на финансовую отчетность Группы.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики

Принципы консолидации. Финансовая отчетность включает в себя финансовую отчетность ОАО "ГидроОГК" и финансовую отчетность тех обществ, финансово-хозяйственная деятельность которых контролируется ОАО "ГидроОГК". Наличие контроля признается, в частности, когда ОАО "ГидроОГК" контролирует, прямо или косвенно через дочерние общества, более 50 процентов голосующих акций.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Большинство основных дочерних обществ были переданы государством ОАО «ГидроОГК» в процессе его преобразования в акционерное общество и в последующий период, либо в результате реструктуризации Группы. Процесс передачи представлял собой перевод активов в общее управление и, соответственно, учитывался аналогично "объединению интересов" начиная с даты приватизации каждого из обществ Группы или с даты реструктуризации Группы.

Все внутригрупповые остатки и операции исключаются. Доля меньшинства раскрывается в составе капитала.

Операции в иностранной валюте. Денежные активы и обязательства обществ Группы, выраженные на отчетную дату в иностранной валюте, пересчитаны в рубли по курсу на эту дату. Операции в иностранной валюте учитываются по курсу на дату совершения операции. Прибыли и убытки, возникшие в результате осуществления расчетов по данным операциям и при пересчете денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, отражаются в Отчете о прибылях и убытках.

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, установленный Центральным банком Российской Федерации на 31 декабря 2005 г., составлял 28,7825:1 (на 31 декабря 2004 г. – 27,7487:1); официальный обменный курс российского рубля к евро на 31 декабря 2005 г. составлял 34,1850:1 (на 31 декабря 2004 г. — 37,8104:1). По состоянию на отчетную дату действуют правила валютного контроля в отношении конвертации российского рубля в другие валюты. Российский рубль не является конвертируемой валютой в большинстве стран за пределами Российской Федерации.

Основные средства. Основные средства отражены по остаточной стоимости. Условная стоимость была первоначально определена по результатам оценки независимыми оценщиками на 31 декабря 1997 г. и скорректирована с учетом инфляции до 31 декабря 2002 г. Корректировки были сделаны для последующих поступлений, выбытий и амортизации. На каждую отчетную дату руководство определяет наличие признаков снижения стоимости основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, то руководство оценивает возмещаемую сумму, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости актива за минусом его первоначальной стоимости и стоимости его использования. Балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой суммы, а разница отражается как расход (убыток от обесценения) в Отчете о прибылях и убытках. Убыток от обесценения основных средств, признанный в прошлые отчетные периоды, сторнируется, если произошло изменение оценок, использованных для определения возмещаемой суммы актива.

Суммы, полученные в результате независимой оценки, представляют собой расчетную величину остаточной стоимости замещения. Независимая оценка проводилась в соответствии с параграфом 16 МСФО (IAS) 29 с целью определения основы для расчета стоимости, поскольку учётные записи по первоначальной стоимости основных средств отсутствовали. Так как независимая оценка проводилась для определения первоначальной стоимости основных средств, и Группа не принимала политику по учету основных средств по переоцененной стоимости при последующей оценке, то она была проведена один раз. Изменение балансовой стоимости в результате проведенной оценки было отнесено непосредственно на нераспределенную прибыль.

Стоимость модернизаций и усовершенствований капитализируется с одновременным списанием с учета заменяемых объектов. Расходы на ремонт и техническое обслуживание относятся на затраты по мере их возникновения. Прибыли и убытки, возникающие в результате выбытия основных средств, отражаются в Отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Начисление амортизации по основным средствам производится с момента ввода в эксплуатацию по методу равномерного списания в течение срока полезного использования актива. Для объектов основных средств, которые были оценены по состоянию на 31 декабря 1997 г. независимыми оценщиками, амортизация начисляется исходя из остаточного срока полезного использования на дату оценки. Сроки полезного использования, выраженные в годах по типам основных средств, представлены ниже:

Тип основных средств	Приобретенные до 31 декабря 1997 г.	Приобретенные после 31 декабря 1997 г.
Производство тепловой и электрической энергии	22-28	20-50
Передача электроэнергии	26-30	25
Тепловые сети	15	20
Прочие	8	10

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Объекты социальной сферы не отражаются в составе основных средств, поскольку считается, что в будущем они не принесут Группе экономических выгод. Расходы по содержанию объектов социальной сферы относятся на затраты по мере их возникновения.

Финансовые вложения. Инвестиции классифицируются как "имеющиеся в наличии для продажи" в том случае, если есть намерение владеть ими в течение неопределенного времени. Такие инвестиции отражаются в составе прочих внеоборотных активов за исключением случаев, когда руководство Группы намерено владеть инвестициями в течение периода менее 12 месяцев после отчетной даты, инвестиции имеют срок погашения менее 12 месяцев либо возникает необходимость продать инвестиции для увеличения оборотного капитала, и в этом случае такие инвестиции отражаются в составе прочих оборотных активов. Руководство классифицирует инвестиции как оборотные или внеоборотные активы на дату их приобретения и пересматривает их классификацию, основываясь на сроках погашения, на каждую отчетную дату.

Инвестиции, "имеющиеся в наличии для продажи" в основном включают в себя нерыночные ценные бумаги, которые не торгуются и не котируются на российском биржевом рынке. Справедливая стоимость таких инвестиций определяется различными методами, включая методы, основанные на их доходности, и методы, основанные на дисконтировании расчетных будущих денежных потоков. Для определения справедливой стоимости руководство Группы делает допущения, основываясь на состоянии рынка на каждую отчетную дату. Инвестиции в долевые инструменты, по которым отсутствуют биржевые котировки, и справедливую стоимость которых нельзя обоснованно определить посредством других методов, отражаются по стоимости их приобретения за минусом убытков от их обесценения.

Операции по покупке и продаже инвестиций первоначально оцениваются по справедливой стоимости и отражаются на дату расчетов по контракту, т.е. дату осуществления поставки соответствующих инвестиций Группе или Группой. Затраты на приобретение включают в себя операционные издержки. Инвестиции "имеющиеся в наличии для продажи" в последующем отражаются по справедливой стоимости. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие в результате изменения справедливой стоимости этих инвестиций, отражаются в составе капитала акционеров в резерве изменения справедливой стоимости в том периоде, в котором они возникли. Прибыли и убытки, возникшие при продаже инвестиций, "имеющихся в наличии для продажи", процентные доходы, доходы по дивидендам, курсовые разницы, отличные от монетарных процентов, отражаются в момент возникновения в Отчете о прибылях и убытках.

Группа не имеет каких-либо инвестиций, удерживаемых до даты погашения или для спекулятивных целей.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы отражаются по наименьшей из двух величин: чистой цены реализации и средневзвешенной стоимости приобретения. Резервы создаются в случае потенциальных убытков от устаревших товарно-материальных запасов и товарно-материальных запасов с низкой оборачиваемостью с учетом их ожидаемого срока использования и ожидаемой цены реализации в будущем.

Дебиторская задолженность и авансы выданные. Дебиторская задолженность отражается с учетом НДС, уплачиваемого в бюджет после погашения соответствующей дебиторской задолженности. Задолженность покупателей и заказчиков и прочие виды дебиторской задолженности скорректированы на сумму резерва под снижение стоимости этой задолженности. Такой резерв по сомнительной дебиторской задолженности создается, когда существует объективное подтверждение невозможности получения для Группы всех сумм задолженности в соответствии с первоначальными условиями ее погашения. Сумма данного резерва рассчитывается как разница между балансовой стоимостью и суммой возмещения, представляющей собой текущую стоимость ожидаемых денежных потоков, дисконтированных по рыночной процентной ставке, применимой для аналогичных заемщиков на дату возникновения данной дебиторской задолженности.

Налог на добавленную стоимость по закупкам и реализации. Налог на добавленную стоимость, возникающий при продаже продукции, подлежит уплате в государственный бюджет после погашения покупателями дебиторской задолженности. Входящий НДС подлежит возмещению путем зачета против суммы исходящего НДС по мере оплаты полученных товаров и услуг. Такой зачет производится в соответствии с налоговым законодательством. НДС, относящийся к операциям купли-продажи, расчеты по которым не завершены на отчетную дату (отложенный НДС), отражается в Бухгалтерском балансе в развернутом виде и раскрывается отдельно в составе оборотных активов и краткосрочных обязательств. При создании резерва под снижение стоимости дебиторской задолженности резервируется вся сумма сомнительной задолженности, включая НДС. Соответствующее отложенное обязательство по НДС отражается в Отчетности до момента списания дебиторской задолженности для целей налогообложения.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты. К денежным средствам относятся наличные денежные средства и депозиты до востребования. К эквивалентам денежных средств относятся краткосрочные высоколиквидные финансовые вложения, которые могут быть легко конвертированы в деньги, сроки выплат по которым наступают не более чем через три месяца с даты приобретения, и стоимость которых подвержена незначительным колебаниям.

Дивиденды. Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены (одобрены акционерами) до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они объявлены после отчетной даты, но до даты, когда Отчетность утверждена к выпуску.

Заемные средства. Заемные средства первоначально признаются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость определяется с учетом рыночных процентных ставок по аналогичным инструментам в случае их существенного отличия от процентных ставок по полученному займу. В последующих периодах заемные средства отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента; вся разница между справедливой стоимостью при первоначальном признании (за вычетом операционных издержек) и суммой к погашению отражается в Отчете о прибылях и убытках как расходы на выплату процентов в течение всего периода существования обязательств по погашению заемных средств. Группа придерживается основного порядка учета МСФО (IAS) 23 "*Затраты по займам*" (далее - "МСФО (IAS) 23"), который предполагает отнесение на расходы всех затрат по займам по мере их возникновения.

Пенсии и выходные пособия. В процессе текущей деятельности Группа уплачивает все необходимые взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих работников. Обязательные взносы в пенсионный фонд относятся на затраты по мере их возникновения. Дополнительные пенсии и прочие вознаграждения работникам после выхода на пенсию включаются в состав расходов по зарплате, выплатам работникам и налогам с фонда оплаты труда в Отчете о прибылях и убытках, однако, отдельно данная информация не раскрывается, т.к. эти расходы не являются существенными.

Также Группа имеет договоры с негосударственными пенсионными фондами. Взносы в данные фонды включаются в состав затрат по мере их возникновения.

Кредиторская задолженность и начисления. Кредиторская задолженность отражается с учетом налога на добавленную стоимость. Если при реструктуризации кредиторской задолженности ее текущая стоимость, определенная при помощи первоначальной эффективной ставки процента, отличается более чем на десять процентов от первоначальной стоимости, то справедливая стоимость реструктурированной задолженности определяется как текущая стоимость будущих денежных потоков, дисконтированных по процентной ставке, доступной Группе на дату реструктуризации. Сумма дисконта отражается в Отчете о прибылях и убытках (финансовые расходы, нетто) как прибыль от реструктуризации, а долгосрочная часть дисконтированной кредиторской задолженности переклассифицируется по статьям прочих долгосрочных обязательств. Сумма дисконта амортизируется в течение всего периода реструктуризации и отражается как расходы на выплату процентов.

Налог на прибыль.

Налог на прибыль за отчетный период включает в себя текущий налог и отложенный налог. Сумма текущего налога основана на налогооблагаемой прибыли за год. Налогооблагаемая прибыль отличается от бухгалтерской прибыли в Отчете о прибылях и убытках, так как из нее исключены доходы или расходы, учитываемые при налогообложении в других отчетных периодах, а также исключены доходы и расходы, никогда не принимаемые для целей налогообложения. Обязательства Группы по текущему налогу на прибыль рассчитаны, используя налоговую ставку, действующую по состоянию на отчетную дату.

Отложенный налог на прибыль рассчитывается балансовым методом применительно к налоговым убыткам, уменьшающим налогооблагаемую прибыль будущих периодов, и временным разницам, возникающим между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью. В соответствии с исключением при первоначальном признании, отложенные налоги не признаются в отношении временных разниц, возникающих при первоначальном отражении актива или обязательства, возникшего в результате операции, отличной от операции по объединению бизнеса, если факт первоначального признания данного актива или обязательства не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Сальдо отложенных налогов на прибыль оценивается исходя из налоговых ставок, действующих или по существу введенных в действие по состоянию на отчетную дату, которые, как ожидается, будут применяться в тот период, когда временные разницы будут восстановлены или выгоды, связанные с налоговыми убытками будут реализованы. Отложенные налоговые активы и обязательства отражаются свернуто в финансовой отчетности только в пределах одной компании Группы. Отложенные налоговые активы, возникающие в результате появления вычитаемых временных разниц и налоговые убытки, перенесенные в будущие периоды, отражаются только в том случае, если существует вероятность того, что наличие будущей налогооблагаемой прибыли позволит реализовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налог не начисляется на нераспределенную прибыль дочерних обществ Группы, так как в соответствии с требованиями Группы прибыль должны быть реинвестирована, и ожидается, что только незначительные суммы дивидендов будут объявляться от будущей прибыли дочерних обществ.

Признание доходов. Доходы и относящийся к ним НДС отражаются по факту поставки электроэнергии энергии, а также по факту реализации не относящихся к энергетике товаров и услуг в течение периода. Показатели выручки приведены без учета НДС. Выручка основывается на применении официальных тарифов на электроэнергию, утверждаемых Региональными службами по тарифам.

Доходы от реализации электрической энергии и относящийся к ним НДС, а также соответствующие суммы дебиторской задолженности не включают в себя суммы недоплат по балансу и тарифам, возникающие в результате существующей разницы в тарифах, действующих на Федеральном оптовом рынке электрической энергии и мощности (ФОРЭМ).

Отчисления в социальные фонды. Затраты Группы, связанные с финансированием социальных программ, направленных на улучшение инфраструктуры города, без признания обязательств проводить такое финансирование в будущем, и не ограниченные выплатами своим работникам, отражаются в отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Сегментная отчетность. В основном Группа действует в одном географическом регионе и в одной отрасли - выработка электрической и тепловой энергии на территории Российской Федерации. Выработка электрической и тепловой энергии являются взаимозависимыми видами деятельности и подвержены влиянию аналогичных факторов риска, что позволяет отразить их в отчетности в качестве единого сегмента.

Взаимозачеты, бартер и неденежные расчеты. Расчеты, связанные с закупками и реализацией, частично осуществляются путем взаимозачетов, бартера и неденежных расчетов. Эти расчеты проводятся в виде прямого расчета товарами или услугами с конечными потребителями, зачета задолженности либо по цепочке неденежных операций, включающих несколько предприятий. Неденежные расчеты, которые будут завершены в течение 12 месяцев после отчетной даты, отражаются в составе прочих оборотных активов. Большую часть таких расчетов представляют векселя, которые являются переводными долговыми обязательствами. Дебиторская и кредиторская задолженности, показанные в консолидированном Бухгалтерском балансе, погашение которых ожидается путем взаимозачетов, бартера или неденежных расчетов, отражаются исходя из оценки руководством Группы справедливой стоимости активов, приобретаемых или реализуемых в результате этих неденежных операций.

Неденежные операции исключены из Отчета о движении денежных средств, таким образом, движения денежных средств от инвестиционной деятельности, финансовой деятельности и операционной деятельности представлены фактическими денежными потоками.

Прибыль на акцию. Прибыль на акцию определяется путем деления прибыли, причитающейся держателям обыкновенных акций материнской компании Группы, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение отчетного периода.

Обязательства по охране окружающей среды. Обязательства по возмещению ущерба, причиненного окружающей среде, отражаются в учете при наличии таких обязательств, возможности их обоснованной оценки, а также вероятности возникновения связанных с ними расходов.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Доля меньшинства. Доля меньшинства представляет собой пропорциональную долю миноритарных акционеров в капитале дочерних обществ Группы и результатах их деятельности. Она рассчитывается на основании доли владения миноритарных акционеров в этих дочерних обществах.

Начисленные проценты. Проценты к получению и проценты к уплате отражаются в отчете о прибылях и убытках по всем процентным инструментам по принципу начисления с использованием метода фактической ставки процента. В состав процентов к получению входят номинальный процент, а также амортизированный дисконт и премии. Если возникают сомнения относительно погашения выданных займов, их стоимость списывается до возмещаемой стоимости, а проценты к получению после этого признаются на основе процентной ставки, которая была использована для дисконтирования будущих потоков денежных средств для определения стоимости возмещения.

Оценка справедливой стоимости. Для целей подготовки отчетности справедливая стоимость дебиторской задолженности рассчитывается путем дисконтирования будущих потоков денежных средств с использованием текущей рыночной процентной ставки, применяемой к аналогичным займам на отчетную дату.

Для целей подготовки отчетности справедливая стоимость финансовых обязательств и прочих финансовых инструментов (за исключением котируемых на бирже) рассчитывается путем дисконтирования будущих потоков денежных средств по договорам с использованием текущей рыночной процентной ставки, по которой Группа может производить заимствования с использованием аналогичных финансовых инструментов. Для целей подготовки отчетности справедливая стоимость котируемых на бирже финансовых инструментов рассчитывается на основе рыночных котировок на момент закрытия торгов на ближайшую к отчетной дату.

Встроенные производные инструменты. Группа заключает соглашения о покупке топлива в процессе текущей деятельности. Были заключены и продолжают действовать договора по получению или поставке продукции в соответствии с бюджетом по закупке и использованию топлива; данные операции не подлежат регулированию МСФО (IAS) 39, но должны быть изначально оценены на предмет содержания производных инструментов.

Встроенные производные инструменты это одно или более скрытое или явное условие контракта, которое влияет на денежные потоки от контракта аналогично отдельному производному инструменту. Любой встроенный производный инструмент который удовлетворяет критериям выделения МСФО (IAS) 39, должен быть отделен от основного контракта, и оценен таким образом, как оценивается отдельный производный инструмент, если его экономические характеристики отличаются от основного контракта.

Значимые бухгалтерские оценки и допущения

Резерв под обесценение дебиторской задолженности

Резерв под обесценение дебиторской задолженности основан на оценке вероятности сбора дебиторской задолженности по отдельным контрагентам. В том случае, если происходит общее ухудшение платежеспособности покупателей или реальный уровень неуплаты задолженности контрагентами становится выше оцененного, реальные результаты могут отличатся от оцениваемых.

Обесценение прочих активов и учет резервов

На каждую дату составления отчетности, Руководство оценивает существуют ли индикаторы того, что стоимость возмещения активов снизилась относительно балансовой стоимости. Возмещаемая стоимость основных средств представляет собой наибольшее значение между справедливой стоимостью актива за минусом стоимости продажи и ценой его использования. В случае идентификации подобного снижения, балансовая стоимость активов понижается до стоимости возмещения, определенной в результате оценки. Сумма снижения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором зафиксировано данное снижение. Резерв под обесценение активов полностью или частично восстанавливается в том случае, когда происходит изменение условий, и менеджмент определяет, что стоимость активов отличных от гудвила, увеличилась. Восстановление резерва, созданного под обесценение свободных для продажи вложений в акционерный капитал также запрещено.

Примечание 4. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)

Оценка резерва по обязательствам и начислениям производится Группой на основе фактов, имеющихся на текущий момент, а также на основе оценки Группой наиболее вероятных событий в будущем.

Реальные результаты могут отличатся от ожидаемых, и оценки могут быть пересмотрены Группой в будущих периодах в меньшую или большую сторону, в зависимости от конечного результата или ожиданий основанных на соответствующих фактах.

Условные обязательства по уплате налогов

Российское налоговое законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Для тех случаев, когда, по мнению руководства Группы, существует значительное сомнение в сохранении стабильного положения Группы с точки зрения налогового законодательства, в финансовой отчетности по МСФО признаются надлежащие обязательства.

Примечание 5. Основные средства

	Производство тепловой и электроэнергии	Передача электроэнергии	Тепловые сети	Незавершенное строительство	Прочие	Всего
Стоимость оценки или фактические затраты						
Сальдо на 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	66 058 794	6 552 840	529 967	43 173 392	3 573 094	119 888 087
Поступления	857 128	165	-	5 879 955	136 600	6 873 848
Передача	1 184 071	284 096	7 715	(2 131 813)	655 931	-
Выбытие	(155 283)	(70 580)	(7 383)	(149 424)	(630 261)	(1 012 931)
Сальдо на 31 декабря 2005 г.	67 944 710	6 766 521	530 299	46 772 110	3 735 364	125 749 004
Накопленная амортизация (включая обесценение)						
Сальдо на 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	44 613 063	3 677 407	408 692	20 519 000	2 193 082	71 411 244
Начислено за период	1 136 795	268 738	53 515	-	353 782	1 812 830
Выбытие	(65 519)	(67 117)	(7 383)	-	(407 413)	(547 432)
Сальдо на 31 декабря 2005 г.	45 684 339	3 879 028	454 824	20 519 000	2 139 451	72 676 642
Остаточная стоимость на 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	21 445 730	2 875 433	121 275	22 654 392	1 380 012	48 476 842
Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 г.	22 260 371	2 887 493	75 475	26 253 110	1 595 913	53 072 362

Примечание 5. Основные средства (продолжение)

	Производство тепловой и электроэнергии	Передача электроэнергии	Тепловые сети	Незавершенное строительство	Прочие	Всего
Стоимость оценки или фактические затраты						
Сальдо на 31 декабря 2003 г. (Не подтверждено аудитом)	65 204 892	6 439 126	525 000	40 446 575	3 042 906	115 658 499
Поступления	307 209	56 471	749	4 412 092	181 999	4 958 520
Передача	607 913	84 317	7 387	(1 119 384)	419 767	-
Выбытие	(61 220)	(27 074)	(3 169)	(565 892)	(71 578)	(728 933)
Сальдо на 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	66 058 794	6 552 840	529 967	43 173 391	3 573 094	119 888 086
Накопленная амортизация (включая обесценение)						
Сальдо на 31 декабря 2003 г. (Не подтверждено аудитом)	43 550 354	3 448 000	354 000	20 523 000	1 929 894	69 805 248
Начислено за период	1 082 465	253 933	53 861	-	320 727	1 710 986
Выбытие	(19 756)	(24 526)	831	(4 000)	(57 539)	(104 990)
Сальдо на 31 декабря 2004 г. (подтверждено аудитом)	44 613 063	3 677 407	408 692	20 519 000	2 193 082	71 411 244
Остаточная стоимость на 31 декабря 2003 г. (Не подтверждено аудитом)	21 654 538	2 991 126	171 000	19 923 575	1 113 012	45 853 251
Остаточная стоимость на 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	21 445 731	2 875 433	121 275	22 654 391	1 380 012	48 476 842

Объекты незавершенного строительства представляют собой балансовую стоимость основных средств, еще не введенных в эксплуатацию, включая строящиеся электростанции.

Начисление амортизации начинается с момента ввода основных средств в эксплуатацию.

К прочим основным средствам относятся транспортные средства, компьютерное оборудование, офисная мебель и прочее оборудование.

Активы, переданные Группе в результате приватизации, не включают земельные участки, на которых расположены здания и производственные мощности Группы. Группа имеет возможность либо приобрести эти земельные участки в собственность при подаче заявления в государственный регистрирующий орган, либо оформить право аренды на земельные участки. В соответствии с российским законодательством Группа может воспользоваться возможностью приобретения земли до 1 января 2008 г. По состоянию на 31 декабря 2005 г. большинство предприятий Группы не подавало каких-либо заявок на покупку земли.

Оплата части поступлений основных средств осуществлялась путем взаимозачетов, бартера или другими неденежными средствами. Неденежные операции, относящиеся к основным средствам, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Приобретения в ходе неденежных операций	68 881	193 024
Неденежные поступления от реализации основных средств	60 550	3 320

Обесценение основных средств. Стоимость и накопленная амортизация переданных активов, включая резерв на экономическое устаревание, были признаны Группой на момент получения активов от Предшественника. Руководство Группы проанализировало адекватность созданного резерва под экономическое устаревание и пришло к заключению, что нет необходимости в корректировке данного резерва по состоянию на 31 декабря 2005 г.

Примечание 5. Основные средства (продолжение)

За двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2004 г., в отношении некоторых объектов основных средств и незавершенного строительства был создан резерв под обесценение в размере 36 969 млн. руб. По итогам деятельности за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2005 г., произошло уменьшение величины резерва до 36 158 млн. руб., на что повлиял износ резерва и выбытие объектов, по которым он создавался.

Финансовый лизинг. Группа арендует основные средства на основании договоров финансовой аренды (лизинга). По окончании каждой лизинговой операции, Группа покупает основные средства по выкупной цене. По состоянию на 31 декабря 2005 г., остаточная стоимость арендованных объектов основных средств составляет 717 137 тыс. руб.

Неаннулируемый операционный лизинг. Группа арендует земельные участки, принадлежащие местным органам власти на условиях операционной аренды. Арендная плата определяется на основании договоров аренды.

Анализ платежей по срокам погашения:

	31 декабря 2005 г.
Менее одного года	82 030
От одного до пяти лет	196 828
Больше пяти лет	895 583
Итого	**1 174 441**

Земельные участки, арендуемые Группой - территории, на которых находятся электростанции станции и другие основные средства. Как правило, первоначальный срок договоров аренды составляет 5-49 лет с правом продления договора после истечения срока его действия. Арендная плата подлежит пересмотру на регулярной основе с тем, чтобы отражать рыночные нормы арендных платежей.

Анализ арендных платежей по операционной аренде прочих основных средств:

	31 декабря 2005 г.
Менее одного года	17 591
Итого	**17 591**

Примечание 6. Прочие внеоборотные активы

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Инвестиции (учтенные по стоимости их приобретения)	1 976 000	18 000
НДС к возмещению	1 512 422	1 060 543
Дебиторская задолженность по договорам финансового лизинга	356 612	413 628
Авансы, выданные подрядчикам	198 355	107 513
Реструктурированная дебиторская задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва по сомнительной дебиторской задолженности в сумме 61 144 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 11 513 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2004 г.)	42 118	25 361
Прочие (за вычетом резерва по сомнительной дебиторской задолженности в сумме 10 348 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 4 696 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2004 г.)	60 194	107 446
Итого прочих внеоборотных активов	**4 145 701**	**1 732 491**

Примечание 7. Денежные средства и их эквиваленты

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Денежные средства на банковских счетах и в кассе	388 239	204 036
Денежные эквиваленты	408 985	414 981
Итого	**797 224**	**619 017**

Денежные эквиваленты включают краткосрочные финансовые вложения в банковские векселя и депозитные сертификаты.

Примечание 8. Дебиторская задолженность и авансы выданные

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г (Не подтверждено аудитом)
НДС к возмещению	803 511	563 439
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва по сомнительной дебиторской задолженности в сумме 148 020 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 184 129 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2004 г.)	655 555	705 277
Авансы, выданные поставщикам	536 198	272 893
Предоплата арендодателям по договорам лизинга	434 932	2 832
Векселя	3 526	98 083
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительной дебиторской задолженности в сумме 197 442 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 189 427 тыс. руб. по состоянию на 31 декабря 2004 г.)	341 047	413 396
Итого дебиторской задолженности и авансов выданных	**2 774 769**	**2 055 920**

По состоянию на 31 декабря 2005 г. и 31 декабря 2004 г. показатель "Прочая дебиторская задолженность" включает авансовые платежи по налогам в сумме 67 921 тыс. руб. и 96 006 тыс. руб., соответственно. Данные авансовые платежи будут зачтены в счет будущих налоговых обязательств.

Сумма резерва по сомнительной задолженности установлена руководством Группы на основе определения платежеспособности конкретных потребителей, тенденций, перспектив получения оплаты и погашения задолженности, а также анализа ожидаемых будущих денежных потоков. Для определения текущей стоимости будущих денежных потоков использовались ожидаемые сроки погашения задолженности и ставка дисконтирования в размере 12-18 процентов. Результаты дисконтирования отражены в составе расходов на создание резерва по сомнительной задолженности. Руководство Группы считает, что общества Группы смогут получить чистую стоимость реализации дебиторской задолженности путем прямого получения денежных средств и проведения неденежных расчетов, вследствие чего, указанная сумма отражает их справедливую стоимость.

Часть дебиторской задолженности покупателей и заказчиков в течение отчетного периода была реклассифицированна в долгосрочную (см. Примечание 6) в связи с тем, что она подлежит получению в течение периода превышающего один год после отчетной даты.

За 2005 год около 223 492 тыс. руб. (за 2004 год 1 353 752 тыс. руб.) всей дебиторской задолженности Группы было погашено путем неденежных расчетов.

Примечание 9. Товарно-материальные запасы

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Сырье и материалы	288 697	288 119
Запасные части	131 892	127 018
Производственные запасы топлива	10 333	17 590
Прочие товарно-материальные запасы	26 493	21 752
Итого	**457 415**	**454 479**

Примечание 9. Товарно-материальные запасы (продолжение)

Сальдо по товарно-материальным запасам показано за вычетом резерва под обесценение в сумме 30 459 тыс. руб. на 31 декабря 2005 г. и 28 707 тыс. руб. на 31 декабря 2004 г.

Остатки товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 31 декабря 2004 г. не включают запасы, которые находились в залоге согласно кредитным соглашениям.

Примечание 10. Капитал

Акционерный капитал

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Обыкновенные акции	103 951 323	103 951 323
Неоплаченный акционерный капитал	-	(2 059 795)
Итого	**103 951 323**	**101 891 528**

Разрешенный к выпуску и находящийся в обращении акционерный капитал составляет 103 951 322 702 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 1,00 российский рубль каждая.

Дефицит в связи с оплатой акционерного капитала. По состоянию на 31 декабря 2005 г. сумма акционерного капитала ОАО «ГидроОГК» составила 103 951 323 тыс. руб. В 2005 году денежными средствами было внесено 101 795 тыс. руб. Оставшаяся часть была оплачена путем передачи активов по стоимости, рассчитанной независимым оценщиком, в сумме 103 849 528 тыс. руб. Учетная стоимость этих активов по МСФО в учете Предшественника по состоянию на 31 декабря 2005 г. составляла 37 587 676 тыс. руб. В результате дефицит в связи с оплатой акционерного капитала по состоянию на 31 декабря 2005 г. составил 66 804 105 тыс. руб.

Изменение доли меньшинства. В течение 2005 года, изменилась доля участия ОАО «ГидроОГК» в дочерних Обществах:

- ОАО «Сулакэнерго» изменилась с 61,2% до 53,6%;
- ОАО «Зарамагские ГЭС» изменилась с 88,4% до 77,5%.

Уменьшение доли участия ОАО «ГидроОГК» в вышеуказанных обществах связано с приобретением РАО «ЕЭС России» акций дополнительных эмиссий данных Обществ.

Дивиденды. Распределение и прочее использование прибыли производится на основании данных финансовой отчетности ОАО "ГидроОГК", составленной в соответствии с российскими правилами бухгалтерского учета. В соответствии с российским законодательством распределению подлежит чистая прибыль.

Решение о выплате дивидендов по результатам деятельности Общества за 9 месяцев 2005 года было принято 14 декабря 2005 г. Размер объявленных дивидендов составил 0,00027 руб. на обыкновенную акцию. Общая сумма промежуточных дивидендов составила 27 889 тыс. руб.

Однако законодательные и другие нормативные акты, регулирующие права распределения прибыли, могут иметь различные толкования, в связи с чем руководство Группы не считает в настоящее время целесообразным раскрывать какие-либо суммы распределяемых резервов в данной Финансовой отчетности.

Примечание 11. Налог на прибыль

Расходы по налогу на прибыль	**За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.**	**За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)**
Налог на прибыль	(1 226 143)	(852 355)
Доходы/ (Расходы) по отложенному налогу на прибыль	246 160	75 391
Расходы по налогу на прибыль	**(979 983)**	**(776 964)**

В течение 2005 года, налогооблагаемая прибыль большинства обществ Группы облагалась налогом на прибыль по ставке 24 процента.

В соответствии с российским налоговым законодательством невозможно получить освобождение от налогообложения прибыли одних обществ Группы за счет убытков, понесенных другими обществами. Соответственно, налоги могут начисляться даже при наличии чистых консолидированных налоговых убытков.

Чистая прибыль до налогообложения для целей Финансовой отчетности увязывается с расходами по налогам следующим образом:

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	**За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)**
Прибыль до налога на прибыль	3 880 261	2 438 807
Теоретическая сумма налога на прибыль при налоговой ставке 24%	(931 262)	(585 313)
Налоговый эффект статей, которые не учитываются для целей налогообложения:		
Пени и штрафы по налогам	*63 095*	*1 297*
Прочие статьи, не изменяющие налогооблагаемую базу, нетто	*(111 816)*	*(192 948)*
Итого расходов по налогу на прибыль	**(979 983)**	**(776 964)**

Отложенный налог на прибыль. Различие в подходах к налоговому регулированию с точки зрения МСФО и РСБУ приводит к возникновению временных разниц между учетной стоимостью определенных активов и обязательств для целей финансовой отчетности, с одной стороны, и для целей налогообложения по налогу на прибыль, с другой. Отложенные обязательства (активы) по налогу на прибыль рассчитываются по ставке 24 процента, которая предположительно будет действовать, когда активы или обязательства реализуются.

Отложенные обязательства по налогу на прибыль

	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	**Движение в течение периода, отраженное в Отчете о прибылях и убытках**	**31 декабря 2005 г.**
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	1 301	6 965	8 266
Основные средства	2 168 943	(104 197)	2 064 746
Кредиторская задолженность	747 331	21 234	768 565
Прочие	138 978	289 370	428 348
Итого	**3 056 553**	**213 372**	**3 269 925**

Примечание 11. Налог на прибыль (продолжение)

Отложенные активы по налогу на прибыль

	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)	Движение в течение периода, отраженное в Отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2005 г.
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	249 699	555 659	805 358
Основные средства	2 237 661	(187 548)	2 050 113
Кредиторская задолженность	54 541	18 164	72 705
Товарно-материальные запасы	28 197	11 619	39 816
Прочие	36 940	61 638	98 578
Итого	**2 607 038**	**459 532**	**3 066 570**

Группа не отразила отложенные налоговые обязательства в отношении временных разниц на сумму 597 627 тыс. руб. (2004: 363 191 тыс. руб.), связанные с инвестициями в дочерние компании, так как Группа может контролировать сроки погашения этих временных разниц и не намеревается их погашать в обозримом будущем.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. и 31 декабря 2004 г. Группа не отразила отложенные налоговые активы в размере 8 678 млн. руб. и 8 873 млн. руб., соответственно, поскольку представляется маловероятным, что в будущем Группа получит налогооблагаемую прибыль, достаточную для покрытия данных налоговых активов. Налоговые убытки могут быть перенесены на будущие периоды в течение 10 лет.

Примечание 12. Долгосрочные заемные средства

	Валюта	Эффективная процентная ставка	Срок погашения	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
КБ "Стройкредит"	Рубли	12,5 %	2007	145 000	-
Внешторгбанк	Рубли	12,5 %	2006-2007	85 000	-
Межтопэнергобанк	Рубли	14,3 %	2007	43 022	-
Московский индустриальный банк	Рубли	15,0 %	2006	16 664	33 332
ФАКБ "Енисей"	Рубли	0 %	2005 - 2010	1 275	1 638
Обязательства по финансовой аренде (лизингу)	Рубли	-	2006-2011	648 540	284 956
Всего долгосрочные заемные средства				**939 501**	**319 926**
Минус: краткосрочная часть долгосрочных заемных средств				(268 235)	(99 352)
Итого				**671 266**	**220 574**

Таблица сроков погашения долгосрочных заемных средств	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Срок выплаты		
От одного года до двух лет	341 672	52 694
От двух лет до трех лет	144 168	36 034
От трех лет до четырех лет	92 085	33 335
От четырех лет до пяти лет	47 106	26 018
Свыше пяти лет	46 235	72 493
Итого	**671 266**	**220 574**

Примечание 12. Долгосрочные заемные средства (продолжение)

Эффективная процентная ставка представляет собой рыночную процентную ставку по займу на дату его получения для займов с фиксированной процентной ставкой, или текущую рыночную ставку для займов с плавающей процентной ставкой. Группа не имеет соглашений по хеджированию валютных обязательств или рисков изменения процентных ставок.

Примечание 13. Прочие долгосрочные обязательства

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Налоги к уплате	78 994	241 496
Прочие долгосрочные обязательства	56 276	49 802
Всего прочие долгосрочные обязательства	135 270	291 298
За вычетом краткосрочной части реструктурированных обязательств (Примечания 15 и 16)	(36 441)	(133 833)
Итого	**98 829**	**157 465**

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 1002 от 3 сентября 1999 г. большинство обществ Группы провели реструктуризацию налогов, в том числе пени и штрафов, подлежащих выплате в течение периода до 10 лет. Несоблюдение определенных сроков оплаты может привести к тому, что погашение кредиторской задолженности по налогам, включая пени и штрафы, должно будет производиться по требованию. Кроме того, ряд обществ Группы провел реструктуризацию кредиторской задолженности поставщикам и подрядчикам, подлежащей погашению в течение периода до пяти лет. Для определения справедливой стоимости указанной задолженности на дату реструктуризации использовались контрактные сроки погашения задолженности и ставка дисконтирования в размере 13-16 процентов.

Срок выплаты	31 декабря 2005 г.	На 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
К оплате		
От одного года до двух лет	38 515	40 155
От двух лет до пяти лет	60 314	109 625
Свыше пяти лет	-	7 685
Итого	**98 829**	**157 465**

Примечание 14. Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств

	Валюта	Эффективная процентная ставка	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
ОАО "Межтопэнергобанк"	Рубли	7,0 %	1 418 072	655 000
АК Сбербанк РФ	Рубли	7,0-8,0%	903 550	510 079
ЗАО АБ "Газпромбанк"	Рубли	9,8%	450 716	-
ОАО "Внешторгбанк"	Рубли	11,0-12,5%	309 985	-
ГУТА-Банк	Рубли	12,5%	-	23 750
ЗАО "НОМОС банк"	Рубли	14,5%	-	150 000
АКБ "Хакасия"	Рубли	2,0 %	-	7 000
ООО КБ "Чиркейэнергобанк"	Рубли	8,0 %	-	1 352
Краткосрочная часть долгосрочных заемных средств			87 818	17 030
Краткосрочные обязательства по финансовой аренде (лизингу)			180 417	82 322
Итого краткосрочных заемных средств и краткосрочной части долгосрочныхзаемных средств			**3 350 558**	**1 446 533**

Примечание 15. Кредиторская задолженность и начисления

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Начисленные обязательства и прочая кредиторская задолженность	2 728 541	2 254 069
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	675 692	741 217
Задолженность по дивидендам	138 509	674 850
Краткосрочная часть реструктурированной кредиторской задолженности поставщикам и подрядчикам	14 159	-
Итого	**3 556 901**	**3 670 136**

За 2005 год, приблизительно 934 945 тыс. руб. кредиторской задолженности и начисленных обязательств Группы (за 2004 год 2 468 265 тыс. руб.) было погашено путем неденежных расчетов. Как указано в Примечании 13, реструктурированная кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам, подлежащая погашению в течение периода более года после отчетной даты, отражена по статье прочие долгосрочные обязательства. Раскрытие эффекта от реструктуризации кредиторской задолженности поставщикам и подрядчика приведено в Примечании 19.

Примечание 16. Задолженность по прочим налогам

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Налог на добавленную стоимость	576 741	372 791
Налог на имущество	314 499	290 562
Водный налог	107 323	45 441
Налог на доходы физических лиц	40 404	44 732
Единый социальный налог	14 693	30 763
Прочие налоги	4 981	7 466
Штрафы и пени	274	24
Текущая часть реструктурированной долгосрочной задолженности по уплате налогов	22 281	133 833
Итого задолженности по прочим налогам	**1 081 196**	**925 612**

Отложенный налог на добавленную стоимость в сумме 392 975 тыс. руб. (на 31 декабря 2004 г.: 281 223 тыс. руб.), включенный в кредиторскую задолженность по налогу на добавленную стоимость, подлежит уплате налоговым органам только после погашения соответствующей дебиторской задолженности покупателями и заказчиками или ее списания.

Практически на все суммы просроченной задолженности по налогам, за исключением реструктурированных сумм, начисляются пени за каждый день просрочки в размере 1/300 текущей ставки рефинансирования Центрального Банка Российской Федерации, которая на 31 декабря 2005 г. была равна 12 процентам (на 31 декабря 2004 г.: 13 процентам). Вместе с тем, на суммы штрафов и пени по налогам проценты не начисляются.

Как указано в Примечании 13, реструктурированная сумма налогов, в том числе пени и штрафов, подлежащая погашению в течение периода более года после отчетной даты, отражена по статье "Прочие долгосрочные обязательства". За 2005 год было погашено путем неденежных расчетов 170 212 тыс. руб. кредиторской задолженности по налогам Группы (за 2004 год: 188 854 тыс. руб.).

Примечание 17. Доходы от текущей деятельности

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Электроэнергия	10 754 349	9 247 158
Доходы от содержания и эксплуатации гидроагрегатов	755 231	1 150 580
Доходы от сдачи имущества в аренду	722 083	95 433
Прочие доходы	651 762	501 837
Итого доходов от текущей деятельности	**12 883 425**	**10 995 008**

Примечание 18. Расходы по текущей деятельности

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Амортизация и обесценение основных средств	1 812 830	1 710 986
Зарплата и выплаты работникам, налоги с фонда оплаты труда	1 583 144	1 229 425
Налоги, кроме налога на прибыль	1 440 126	1 308 982
Расходы по услугам сторонних организаций, включая	2 244 354	1 929 357
Затраты на ремонт и техническое обслуживание	*1 234 931*	*1 261 724*
Расходы на страхование	*245 332*	*189 269*
Арендная плата и лизинговые платежи	*205 521*	*41 557*
Расходы на охрану	*139 933*	*119 836*
Консультационные, юридически и, аудиторские услуги	*134 250*	*103 724*
Транспортные услуги	*103 238*	*56 036*
Услуги пожарной охраны	*59 979*	*41 771*
Комиссионное вознаграждение	*51 538*	*47 313*
Услуги связи	*35 754*	*29 525*
Услуги производственного характера	*33 878*	*38 602*
Плата за пользование водными ресурсами	709 702	1 037 865
Сырье и материалы	256 854	241 675
Резерв по отложенному НДС, относящемуся к тарифному небалансу	101 987	52 534
Отчисления в негосударственный пенсионный фонд	88 944	43 855
Расходы на социальную сферу	83 980	38 936
Командировочные расходы	45 683	38 825
Расходы на благотворительную деятельность	27 641	8 456
Расходы на обучение и подготовку кадров	23 812	12 713
Безнадежная дебиторская задолженность	18 176	461 424
Расход на создание/(доход от восстановления) резерва по сомнительным долгам	12 155	119 871
Расходы, связанные с процессом реформирования	9 401	11 523
Капитализированные затраты	(69 768)	(58 890)
Штрафы и расходы, связанные с выпуском долговых облигаций	(262 891)	(5 389)
Прочие расходы	787 293	572 749
Итого расходов по текущей деятельности	**8 913 423**	**8 754 897**

Примечание 19. Финансовые расходы

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Расходы на выплату процентов (займы)	83 265	21 094
Расходы на выплату процентов (эффект дисконтирования, относящийся к предыдущим периодам)	130 995	56 600
Расходы по финансовой аренде	25 748	2 570
Итого финансовых расходов	**240 008**	**80 264**

Примечание 19. Финансовые расходы (продолжение)

Дисконтирование реструктурированной кредиторской задолженности приводит к возникновению дохода. После того, как дисконт впервые учтен в Финансовой отчетности, амортизация дисконта начисляется в течение всего периода реструктуризации и относится на расходы. Дополнительная информация по реструктуризации кредиторской задолженности и налогам к уплате представлена в Примечаниях 13, 15 и 16.

Примечание 20. Прибыль на акцию

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций (тыс. штук)	103 951 323	103 852 038
Чистая прибыль, причитающаяся акционерам ОАО "Гидро ОГК"	2 612 276	1 599 178
Средневзвешенная прибыль на акцию - базовая и разводненная (в российских рублях)	**0,025**	**0,015**

Примечание 21. Договорные обязательства

Обязательства по реализации.

Группа заключила договор с ЗАО "Центр Финансовых Расчетов", который предусматривает поставки электроэнергии в 2006 году. в объеме не менее, чем на 7 759 189 тыс. руб. Цена на поставляемую электроэнергию определяется ежегодно утверждаемыми тарифами.

Обязательства в социальной сфере. Общества Группы вносят вклад в техническое обслуживание и поддержание местных инфраструктур, а также в улучшение благосостояния ее работников, занятых на производстве. В частности, общества Группы участвуют в строительстве, развитии и содержании жилищного фонда, лечебно-оздоровительных учреждений, транспортной службы и удовлетворении прочих социальных нужд в тех регионах, в которых осуществляют свою хозяйственную деятельность.

Обязательства по капитальным затратам. На 31 декабря 2005 г. и 31 декабря 2004 г. предстоящие капитальные затраты по уже заключенным договорам составили 8 417 000 тыс. руб. и 2 222 000 тыс. руб., соответственно.

Примечание 22. Условные обязательства

Политическая обстановка. Хозяйственная деятельность и получаемая обществами Группы прибыль время от времени и в различной степени подвергаются влиянию политических, законодательных, финансовых и административных изменений, включая изменения норм охраны окружающей среды, имеющих место в Российской Федерации.

Страхование. Группа имеет ограниченные страховые полисы в отношении активов, операций, гражданской ответственности и прочих страхуемых рисков. Соответственно, Группа может быть подвержена тем рискам, в отношении которых страхование не осуществлялось.

Судебные разбирательства. Общества Группы выступают одной из сторон в ряде судебных разбирательств, возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности.

В 2005 году «Волжская ГЭС» предъявила иск в Арбитражный суд о признании ничтожным комиссионного договора на продажу дебиторской задолженности ОАО «Волгоградэнерго» перед «Волжской ГЭС» в размере 120 423 тыс. руб., заключенного 17.05.2001 между ООО «Фирма Логос Л.Т.Д.» и ООО «Глобал Комерс». Перспективы решения суда не определенны. В отчетности на эту сумму создан резерв по сомнительным долгам.

По мнению руководства Группы, среди существующих в настоящее время претензий или исков к Группе и вынесенных по ним окончательных решений нет таких, которые могли бы оказать существенное негативное влияние на финансовое положение Группы.

Примечание 22. Условные обязательства (продолжение)

Налогообложение. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к операциям и деятельности обществ Группы может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами. Недавние события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

По мнению Руководства, по состоянию на 31 декабря 2005 г. соответствующие положения законодательства интерпретированы им корректно, и положение Группы с точки зрения налогового, валютного и таможенного законодательства будет стабильным. Для тех случаев, когда, по мнению Руководства Группы, существует значительное сомнение в сохранении указанного положения Группы, в Отчетности признаны надлежащие обязательства.

Финансовый эффект от потенциальных исков и разногласий не был раскрыт, чтобы не ставить под сомнение положение Группы.

Окружающая среда. Общества Группы и предприятия, преемниками которых они являются, осуществляли деятельность в области электроэнергетики в Российской Федерации в течение многих лет. Законодательство об охране окружающей среды в Российской Федерации находится на стадии развития, и соответствующие меры государственных органов постоянно пересматриваются. Общества Группы периодически оценивают свои обязательства по охране окружающей среды.

Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений требований существующего законодательства и регулирования гражданских споров, невозможно оценить, но они могут оказаться существенными. С учетом ситуации, сложившейся в отношении выполнения действующих нормативных актов, руководство Группы полагает, что существенных обязательств, связанных с загрязнением окружающей среды, помимо тех, что отражены в прилагаемом консолидированном Бухгалтерском балансе, не существует.

Примечание 23. Финансовые инструменты и финансовые риски

Финансовые риски. Деятельность Группы подвержена влиянию различных рисков, включая изменения обменного курса, изменения процентных ставок, погашение дебиторской задолженности. Группа не использует политику хеджирования финансовых рисков.

Кредитный риск. Финансовые активы, по которым у обществ Группы возникает потенциальный кредитный риск, представлены в основном дебиторской задолженностью покупателей и заказчиков. Хотя погашение дебиторской задолженности подвержена влиянию экономических факторов, руководство Группы считает, что существенный риск потерь, превышающих созданный резерв по сомнительным долгам, отсутствует.

Денежные средства размещаются в финансовых институтах, которые на момент открытия счета имеют минимальный риск дефолта.

Риск изменения обменного курса. Группа осуществляет свою хозяйственную деятельность на территории Российской Федерации. Закупки Группы и получение заемных средств осуществляются в рублях.

Риск изменения процентных ставок. Прибыль и потоки денежных средств от текущей деятельности Группы в основном не зависят от изменения рыночных процентных ставок. Группа подвержена риску изменения процентной ставки только в связи с изменением рыночной стоимости процентных долгосрочных займов. Процентные ставки по долгосрочным займам в большинстве случаев являются фиксированными. Группа не имеет существенных процентных активов.

Справедливая стоимость. Руководство Группы полагает, что справедливая стоимость прочих финансовых активов и финансовых обязательств приближена к их текущей стоимости.

Примечание 24. Операции со связанными сторонами

Для целей составления данной финансовой отчетности, стороны являются связанными, если одна из сторон имеет возможность осуществлять контроль над другой стороной, осуществляет контроль над другой стороной либо оказывает значительное влияние в принятии финансовых и операционных решений. При определении возможных взаимоотношений связанных сторон, экономическая сущность отношений преобладает над их юридической формой.

Сущность отношений со связанными сторонами, с которыми Группа имела существенные операции или имела существенные остатки по состоянию на 31 декабря 2005 г., раскрыта ниже.

Материнская компания

РАО «ЕЭС России» владеет 100% обыкновенных голосующих акций Группы и осуществляет фактический контроль за деятельностью Группы. Основной контролирующей стороной Группы является государство, которому принадлежат 52,6% акций РАО «ЕЭС России».

Остатки и объемы операций, проводимых с материнской компанией, представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	За год, закончившийся 31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Операции с РАО «ЕЭС России»		
Кредиторская задолженность и начисления	1 302 824	1 345 000
Остатки по операциям с РАО «ЕЭС России»		
Дебиторская задолженность и авансы выданные	35 202	74 404
Кредиторская задолженность и начисления	5 379 315	4 978 674

Операции с представителями руководства и членами их семей

Вознаграждение выплачивается членам Правления ОАО "ГидроОГК" (далее — "Правление") за выполнение ими своих обязанностей на занимаемых должностях и складывается из предусмотренной контрактом заработной платы, неденежных льгот, а также премий, определяемых по результатам за период на основании показателей российской финансовой отчетности. Сумма вознаграждения утверждается Советом директоров. Членам Правления выплачиваются также дополнительные премии, общая сумма которых утверждается Председателем Правления исходя из его оценки вклада каждого из членов Правления.

Вознаграждение и компенсации выплачиваются членам Совета директоров за их работу на соответствующих должностях и за участие в заседаниях Совета директоров по результатам работы за отчетный период.

Общая сумма вознаграждения, выплаченного членам Совета Директоров за год, закончившийся 31 декабря 2005 г., составила 10 326 тыс. руб. (за год, закончившийся 31 декабря 2004 г. – 24 057 тыс. руб.).

Операции Группы с другими компаниями, находящимися под контролем государства

В процессе своей операционной деятельности Группа осуществляет операции с другими предприятиями, контролируемыми государством. Цены на электроэнергию и тепло основаны на тарифах, установленных ФСТ и РСТ. Банковские кредиты предоставляются по рыночным ставкам. Начисления и расчеты по налогам осуществляются в соответствии с российским налоговым законодательством.

Примечание 24. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Группа осуществляла следующие основные операции с предприятиями, контролируемыми государством, и имела следующие остатки задолженности с данными предприятиями за исключением РАО «ЕЭС России», отношения с которым раскрыты выше:

	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
Продажа электроэнергии	6 245	6 161
Расходы на покупку электроэнергии	511	609
Расходы на выплату процентов	1 833	-
Дебиторская задолженность и авансы выданные	32 275	43 685
Кредиторская задолженность и начисления	98 887	45 964
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства	210,000	250,000

Остатки задолженности по уплате налогов раскрыты в Примечании 11 и 16. Налоговые операции раскрыты в Отчете о прибылях и убытках и Примечании 18.

Примечание 25. Основные дочерние общества

Следующие основные дочерние общества были консолидированы в финансовой отчетности Группы. Все дочерние общества созданы и действуют на территории Российской Федерации.

Гидрогенерирующие компании

Название	Доля собственности/доля голосов	
	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
ОАО «УК ГидроОГК»	100,0%/ 99,3%	100,0%/ 99,3%
ОАО «Волжская ГЭС»	83,3%/ 86,4 %	83,3%/ 86,4%
ОАО «Каскад Верхневолжских ГЭС»	100,0%/ 100,0%	100,0%/ 100,0%
ОАО «Зейская ГЭС»	56,4%/ 72,2%	56,4%/ 72,2%
ОАО «Богучанская ГЭС»	64,2% / 64,2%	64,2% / 64,2%
ОАО «СШГЭС имени П.С. Непорожнего»	78,9%/ 78,9%	78,9%/ 78,9%
ОАО «Сулакэнерго»	53,6%/ 53,6%	61,2%/ 61,2%
ОАО «Зеленчугские ГЭС»	97,3%/ 97,3%	97,3%/ 97,3%
ОАО «Зарамагские ГЭС»	77,5%/ 77,5%	88,4%/ 88,4%
ОАО «Каббалк ГЭС»	50,3%/ 50,3%	50,3%/ 50,3%
ОАО «Воткинская ГЭС»	59,8%/ 74,2%	59,8%/ 74,2%
ОАО «Камская ГЭС»	100,0%/ 100,0%	100,0%/ 100,0%
ОАО «Нижегородская ГЭС»	100,0%/ 100,0%	100,0%/ 100,0%
ОАО «Саратовская ГЭС»	84,1%/ 86,9%	84,1%/ 86,9%
ОАО «Жигулевская ГЭС»	100,0%/ 99,3%	100,0%/ 99,3%

Примечание 25. Основные дочерние общества (продолжение)

Прочие – ремонтные организации

Название	Доля собственности/доля голосов	
	31 декабря 2005 г.	31 декабря 2004 г. (Не подтверждено аудитом)
ОАО «Турборемонт ВКК» (дочерняя компания Волжской ГЭС)	100,0%	100,0%
ОАО «Гидроремонт ВКК» (дочерняя компания Жигулевкой ГЭС)	100,0%	100,0%
ОАО «Электроремонт ВКК» (дочерняя компания Жигулевкой ГЭС)	100,0%	100,0%
ОАО Саянно-Шушенский гидроремонт (дочерняя компания Саяно-Шушенской ГЭС)	100,0%	100,0%
ОАО Саянно-Шушенский автотранспортный цех (дочерняя компания Саяно-Шушенской ГЭС)	100,0%	100,0%

Изменения долей участия ОАО «ГидроОГК» в дочерних и зависимых Обществах в течение 2005 года:

- ОАО «Сулакэнерго» изменилась с 61,2% до 53,6%;
- ОАО «Зарамагские ГЭС» изменилась с 88,4% до 77,5%;

Уменьшение доли участия ОАО «ГидроОГК» в вышеуказанных обществах связано с приобретением РАО «ЕЭС России» акций дополнительных эмиссий данных Обществ. Ожидается, что дополнительные акции, выпущенные для РАО «ЕЭС России», будут впоследствии переданы Обществу. Никаких прибылей или убытков не было признано при частичном выбытии, так как возмещения, полученные дочерними компаниями Общества, приблизительно равны справедливой стоимости выпущенных акций.

Примечание 26. События после отчетной даты

Федеральная служба по финансовым рынкам зарегистрировала 21 марта 2006 г. дополнительный выпуск обыкновенных именных бездокументарных акций ОАО «ГидроОГК», размещаемых путем закрытой подписки в пользу РАО «ЕЭС России» и Российской Федерации в количестве 120 млрд.шт. на сумму 120 млрд. руб.

Группа ожидает в 2006 года увеличения финансирования путем размещения облигационного займа. ОАО «ГидроОГК обязуется солидарно с ОАО «УК ГидроОГК» отвечать перед владельцами облигаций ОАО «УК ГидроОГК» за исполнение последним его обязательств по этим облигациям (общее количество облигаций 5 000 000 млн. шт. номинальной стоимостью 5 млрд. руб.). Привлеченные средства предполагается направить на финансирование работ по строительству Богучанской ГЭС, а также финансирование потребностей дочерних и зависимых обществ Группы.

В мае 2006 года Общество и внешние инвесторы заключили соглашение в отношении взаимного финансирования строительства и эксплуатации Богучанской ГЭС и Богучанского алюминиевого завода. Первую фазу строительства планируется ввести в эксплуатацию в 4-м квартале 2009 года. В ближайшем будущем Общество и внешние инвесторы планируют подписать дополнительное соглашение, уточняющие обязанности сторон в отношении финансирования этого проекта.

В марте 2006 года Советом директоров РАО «ЕЭС России» принято решение о допэмиссии акций в целях финансирования строительства «Зарамагских ГЭС» в 2006–2007 гг. путем размещения дополнительных акций в количестве 1 500 000 штук номинальной стоимостью 1,5 млрд. руб. по закрытой подписке в пользу РАО «ЕЭС России» и ОАО «ГидроОГК». Совокупная доля РАО «ЕЭС России» и ОАО «ГидроОГК» в уставном капитале ОАО «Зарамагские ГЭС» после завершения дополнительной эмиссии составит около 94%.

В марте 2006 года Совет директоров РАО «ЕЭС России» поручил представителям компании в совете директоров ОАО «ГидроОГК» голосовать за принятие решений, связанных с увеличением уставного капитала ОАО «Сулакэнерго» путем размещения дополнительных акций в количестве 508 млн. штук номинальной стоимостью 5 080 млн. руб. по закрытой подписке в пользу РАО «ЕЭС России» и ОАО «ГидроОГК» в целях финансирования строительства Ирганайской ГЭС в 2006–2007 гг. Совокупная доля РАО «ЕЭС России» и ОАО «ГидроОГК» в уставном капитале ОАО «Сулакэнерго» после завершения дополнительной эмиссии составит около 80,11%.

Примечание 26. События после отчетной даты (продолжение)

23 июня 2006 г. годовым общим Собранием акционеров ОАО «ГидроОГК» было принято решение о выплате дивидендов в размере 0,0054 руб. на акцию. Общая сумма дивидендов составила 565 695 тыс. руб. Дивиденды выплачены в полной сумме 21 августа 2006 г.

Помимо этого, годовым общим Собранием акционеров дочернего общества ОАО «Сулакэнерго» 9 июня 2006 г. принято Решение о выплате дивидендов по результатам деятельности ОАО «Сулакэнерго» за 2006 год. Размер объявленных дивидендов составил 0,028 руб. на акцию. Общая сумма дивидендов, начисленных в пользу РАО «ЕЭС России», составила 2 484 тыс. руб.