

Из решения Коллегии Счетной палаты Российской Федерации от 17 января 2003 года № 1 (326) “О результатах проверки РАО “ЕЭС России” в части выполнения постановления Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 “О реформировании электроэнергетики Российской Федерации”, а также финансово-хозяйственной деятельности ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго” за 2000-2001 годы и обоснованности установления тарифов на отпускаемую электроэнергию в Белгородской, Свердловской, Читинской областях и Краснодарском крае”:

Утвердить отчет о результатах проверки.

Направить представление Счетной палаты ФЭК России.

Направить с учетом состоявшегося обсуждения представление с приложением актов проверки РАО “ЕЭС России”.

Направить отчет о результатах проверки в Совет Федерации и Государственную Думу.

ОТЧЕТ

по проверке РАО “ЕЭС России” в части выполнения постановления Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 “О реформировании электроэнергетики Российской Федерации”, а также финансово-хозяйственной деятельности ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго” за 2000-2001 годы и обоснованности установления тарифов на отпускаемую электроэнергию в Белгородской, Свердловской, Читинской областях и Краснодарском крае

Основание проверки: план работы Счетной палаты Российской Федерации на 2002 год (пункт 3.14.3.).

Цель проверки

Определение эффективности функционирования и результатов выполнения мероприятий Основных направлений реформирования электроэнергетики России за период 2000-2001 годы, а также законности, эффективности, результатов финансово-хозяйственной деятельности ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго” за 2000-2001 годы и обоснованности тарифов на электроэнергию, установленных Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации и региональными энергетическими комиссиями Белгородской, Свердловской, Читинской областей и Краснодарского края в 2000-2001 годах.

Объекты проверки

РАО “ЕЭС России”, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации, ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго”, региональные энергетические комиссии Белгородской, Свердловской, Читинской областей и Краснодарского края.

В ходе проверки были получены и изучены законодательные, нормативные и отчетные документы Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минфина России, МНС России, Минимущества России, МАП России, ФЭК России, информация субъектов Российской Федерации о реформировании энергетической отрасли Российской Федерации, материалы Счетной палаты Российской Федерации.

1. Проверка РАО “ЕЭС России” в части выполнения постановления Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 “О реформировании электроэнергетики Российской Федерации”

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) является самым крупным в мире высокоавтоматизированным комплексом, обеспечивающим производство, передачу, распределение электроэнергии и централизованное оперативно-технологическое управление этими процессами.

По сетям Единой энергетической системы передается в год около 300 млрд. кВт/ч электроэнергии. Техническую основу российской электроэнергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью (148,2 тыс. МВт и 44,6 тыс. МВт соответственно) и 10 АЭС Государственного предприятия “Концерн “Росэнергоатом” мощностью 22,7 тыс. МВт.

Атомная энергетика обеспечивает около 15 % общего объема производства электроэнергии, а по европейской части России - 30 процентов.

Российское акционерное общество энергетики “ЕЭС России” учреждено Указом Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 года № 923. Контрольный пакет акций РАО “ЕЭС России” (52,55 %) находится в собственности государства.

РАО “ЕЭС России” структурно функционирует в виде Общества, Холдинга и Группы.

Общество - головная (материнская) компания РАО “ЕЭС России”, включая филиалы и представительства.

Холдинг - Общество и его дочерние и зависимые общества: АО-энерго и АО-электростанции.

Группа - Холдинг и все остальные дочерние и зависимые общества, включая научно-исследовательские, проектно-конструкторские организации, строительные, обслуживающие и непрофильные организации.

Среднесписочная численность персонала в организациях Холдинга составила 664,8 тыс. человек, в подразделениях Общества - 16,3 тыс. человек.

Производственно-финансовая деятельность

Доля предприятий Холдинга в производстве электрической энергии по Российской Федерации в течение трех последних лет остается практически неизменной и сохраняется на уровне 71 %, а в отпуске тепловой энергии превышает 33 процента.

Улучшение экономической ситуации в стране обусловило рост электропотребления в 2001 году на 5,2 % в сравнении с уровнем 1999 года.

Электростанции Холдинга в 2001 году выработали 626,8 млрд. кВт/ч против 622,7 млрд. кВт/ч в 2000 году. На тепловых электростанциях выработано 501,0 млрд. кВт/ч (504,8 млрд. кВт/ч - в 2000 году), гидроэлектростанциях - 125,8 млрд. кВт/ч (117,9 млрд. кВт/ч - в 2000 году) электроэнергии.

Отпуск тепла по России предприятиями Холдинга составил 1476,1 млн. Гкал и имел позитивную динамику. Его объем вырос до 479,6 млн. Гкал (472,9 млн. Гкал в 2000 году).

В структуре рынка электроэнергии преобладают промышленные потребители. На них приходится 41 % объема поставки электроэнергии, из которых доля топливной промышленности составляет 12 %, цветной металлургии - 9 %, черной металлургии - 7 %, машиностроения - 7 %, химической и нефтехимической промышленности - 6 процентов. На потребителей прочих отраслей приходится 14 %, потребителей ЖКХ - 14 %, транспорт и связь - 11 процентов.

В структуре потребителей тепловой энергии основную долю составляют промышленные потребители - 32 % и ЖКХ - 45 процентов. В 2001 году отмечен спад потребления тепловой энергии в промышленности и рост потребления тепловой энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Основное топливо предприятий российской энергетики - природный газ (67 % в топливном балансе РАО). Среднегодовой объем потребления газа - 130-140 млрд. куб. метров. Доля угля в структуре топливного баланса РАО "ЕЭС России" составляет 28,1 % и имеет ежегодную тенденцию снижения.

Потребление топлива электростанциями Холдинга в 2001 году составило 248,4 млн. тонн условного топлива, из них: угля - 109,6 млн. тонн, мазута - 7,6 млн. тонн, газа - 131,2 млрд. куб. метров. Доля угля снизилась на 2,2 % к уровню 2000 года, мазута - на 0,5 %, газа возросла на 2,8 процента. В абсолютном выражении потребление природного газа выросло на 4,1 млрд. куб. метров, мазута и угля уменьшилось соответственно на 0,9 млн. тонн и на 10,5 млн. тонн.

Уровень оплаты потребленной электро- и теплоэнергии денежными средствами вырос на 20 % и составил 104 % (с учетом погашения ранее накопленной задолженности), в том числе: промышленность - 103 %, сельское хозяйство - 109 %, транспорт и связь - 105 %, строительство - 102 %, ЖКХ - 104 %, население - 97 % и прочие отрасли - 107 процентов. Не удалось ликвидировать неоплачиваемый отпуск энергии в АО-энерго только для населения Восточного региона, республик Северного Кавказа и Кемеровской области.

Удельный расход топлива в 2001 году на электрических станциях РАО "ЕЭС России" снизился на 2,7 г/кВт/ч, тепловых станциях - на 0,6 кг/Гкал и составил 337,6 г/кВт/ч и 145,9 кг/Гкал соответственно.

Величина установленной мощности РАО "ЕЭС России" на 1 января 2002 года - 156,1 тыс. МВт, в том числе на ТЭС - 122,0 тыс. МВт и ГЭС - 34,1 тыс. МВт, прирост установленной электрической мощности составил 1,0 тыс. МВт.

Несмотря на увеличение производственных мощностей, в I полугодии 2002 года электростанциями Холдинга выработано электроэнергии на 4,1 % ниже уровня I полугодия 2001 года (306,6 млрд. кВт/ч). Снижение выработки отмечено в энергозонах Востока - на 5,2 %, Сибири - 4,3 %, Центра - 3,3 % и Урала - 1,0 процента. Отпуск тепла снизился на 13,5 млн. Гкал (5,1 процента). Среднее значение частоты электрического тока в ЕЭС России составило 50,0 Гц.

РАО "ЕЭС России" принимались жесткие меры по взаиморасчетам с потребителями электроэнергии, вплоть до отключения. В результате оплата денежными средствами в I полугодии 2002 года составила 101 %, в том числе: в промышленности - 101 %, сельском хозяйстве - 107 %, транспорте и связи - 103 %, строительстве - 105 %, ЖКХ - 101 %, населением - 96 % и прочими отраслями - 99 процентов. Однако не все организации своевременно производили расчеты за потребленную энергию, допущен неоплачиваемый отпуск энергии по:

- организациям, финансируемым из федерального бюджета, - 557,7 млн. рублей;
- организациям, финансируемым из регионального и местного бюджетов, - 17,2 млн. рублей;
- оптовым покупателям-перепродавцам - 158,6 млн. рублей.

Следует отметить, что и РАО "ЕЭС России" имеет задолженность за потребленное топливо, которая на 1 января 2002 года составляет 23 144,7 млн. рублей, в том числе: за уголь - 6052,1 млн. рублей, мазут - 9389,6 млн. рублей, газ - 7703,0 млн. рублей. Уровень оплаты потребленного РАО "ЕЭС России" топлива в 2002 году, с учетом погашения ранее накопленной задолженности, по углю составил 104 %, мазуту - 116 %, газу - 105 процентов.

Задолженность предприятий РАО "ЕЭС России" перед угольными компаниями снизилась за 2001 год на 1,4 млрд. рублей, нефтяными компаниями - 1,5 млрд. рублей, ОАО "Газпром" - 3,4 млрд. рублей.

Финансовое состояние ПАО «ЕЭС России» характеризуется следующими показателями.

Хозяйственные средства (валюта баланса), находящиеся в распоряжении Общества, увеличились за 2001 год на 78,2 млрд. рублей (42,3 %) и оцениваются в 263,0 млрд. рублей.

В Обществе наблюдается рост собственного капитала, который увеличился на 11678,0 млн. рублей (7,1 %) и составил 177079,1 млн. рублей.

За I полугодие 2002 года валюта баланса Общества выросла на 39653,0 млн. рублей (15,1 %). Основные средства увеличились в 2,2 раза - до 118655,4 млн. рублей, собственный капитал - в 1,5 раза и составил 262296,1 млн. рублей.

Дебиторская задолженность Общества в 2001 году возросла на 20393,6 млн. рублей (в 1,8 раза) и достигла 45556,9 млн. рублей.

К 1 июля 2002 года дебиторская задолженность снизилась на 20747,7 млн. рублей и составила 24809,2 млн. рублей.

Кредиторская задолженность Общества в 2001 году выросла на 35876,7 млн. рублей (в 3,4 раза) и составляла 50926,5 млн. рублей. За I полугодие 2002 года кредиторская задолженность снизилась на 44771,6 млн. рублей и составила 6154,9 млн. рублей. Следует отметить, что в 2001 году ПАО «ЕЭС России» своевременно не производились зачеты взаимных задолженностей с предприятиями электроэнергетики, что отразилось на состоянии дебиторской и кредиторской задолженности. Так, ОАО «Свердловэнерго» являлось дебитором (задолженность - 839,8 млн. рублей) и одновременно кредитором (задолженность - 467,4 млн. рублей) аппарата ПАО «ЕЭС России», по ОАО «Дальэнерго» - задолженность соответственно 483,0 млн. рублей и 2,7 млн. рублей.

В 2001 году Обществом реализовано продукции (работ, услуг) в объеме 38611,5 млн. рублей, что на 16436,0 млн. рублей (74,1 %) больше, чем в 2000 году.

Выручка от реализации продукции (в 2000 - 2002 годах) складывалась из:

- абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, которая начислялась и передавалась Обществу предприятиями энергетики в соответствии с нормативами, утвержденными ФЭК России (в 2000-2001 годах снижение с 74,3 % до 70,5 % в общем объеме выручки, в I полугодии 2002 года - рост до 79,0 процента);

- продажи электро- и теплоэнергии внутренним потребителям (в 2000-2001 годах снижение с 3,0 % до 2,5 %, в I полугодии 2002 года - рост до 3,4 процента);

- продажи электроэнергии на экспорт (за два года рост с 18,1 % до 24,3 %, в I полугодии 2002 года снижение до 15,0 процента);

- продажи прочих товаров и услуг (снижение с 4,6 % на 1 января 2000 года до 2,6 % на 1 июля 2002 года).

Абонентной платы за услуги по организации функционирования и развития Единой энергетической системы России в 2001 году получено 27215,3 млн. рублей против 16486,9 млн. рублей в 2000 году (рост в 1,6 раза), за I полугодие 2002 года - 18869,3 млн. рублей, что в 1,5 раза больше, чем за аналогичный период 2001 года.

Себестоимость продукции в 2001 году выросла в 1,3 раза и составила 10061,0 млн. рублей. Рост наблюдается по всем статьям затрат (по сравнению с 2000 годом).

Наибольший темп роста (67,8 %) по статье «материальные затраты» - с 3241,8 млн. рублей до 5441,6 млн. рублей, доля которой в структуре себестоимости увеличилась с 43,3 % до 54,1 процента. Амортизация увеличилась с 1594,7 млн. рублей до 1997,3 млн. рублей (25,2 %), ее доля в структуре себестоимости снизилась с 21,3 % до 19,9 процента. Затраты по оплате труда и отчислениям в государственные внебюджетные фонды выросли с 1421,1 млн. рублей до 1601,4 млн. рублей (12,6 процента).

В 2001 году Обществом получена валовая прибыль в размере 28550,0 млн. рублей, которая увеличилась в 1,9 раза по сравнению с 2000 годом. Следует отметить, что в 2001 году

в Обществе резко увеличились коммерческие (в 1,9 раза) и управленческие (в 1,4 раза) расходы, которые составили 353,7 млн. рублей и 2246,8 млн. рублей соответственно.

Прибыль от продаж получена в сумме 25950,0 млн. рублей (рост в 2,0 раза). При этом сальдо прочих доходов и расходов (операционные, внереализационные и чрезвычайные) на конец 2001 года сложилось отрицательное - расходы превысили доходы на 2323,6 млн. рублей.

За 2001 год начислено налога на прибыль, других налогов и платежей из прибыли в размере 10849,6 млн. рублей (рост в 2,7 раза к 2000 году).

Чистая прибыль Общества составила 12776,8 млн. рублей (рост в 2,0 раза).

Выручка от реализации продукции Общества за I полугодие 2002 года выросла по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года в 1,4 раза и составила 23872,1 млн. рублей. Выручка по основному виду деятельности (продажа электроэнергии внутренним потребителям, на экспорт, теплоэнергии, абонентной платы) составила 97,4 %, от продажи прочих товаров - 2,6 процента.

Себестоимость проданной продукции за I полугодие 2002 года выросла в 1,8 раза и составила 7701,8 млн. рублей. Прибыль от продаж выросла в 1,4 раза - до 15164,8 млн. рублей.

Налоги на прибыль и иные обязательные платежи за I полугодие 2002 года выросли в 2,2 раза и составили 7624,1 млн. рублей.

Чистая прибыль Общества увеличилась в 3,0 раза и составила 22713,0 млн. рублей.

РАО "ЕЭС России" за 2000 год на пакет акций, принадлежащий государству, начислено дивидендов в сумме 461,0 млн. рублей, которые в полном объеме перечислены в федеральный бюджет.

За 2001 год начислено дивидендов 602,6 млн. рублей, вся сумма полностью перечислена в федеральный бюджет.

Налоговые платежи

В 2001 году задолженность по платежам в бюджеты всех уровней по Холдингу снизилась на 12442,6 млн. рублей (34,9 %) и составила 22108,3 млн. рублей, в том числе: задолженность в федеральный бюджет - на 8608,5 млн. рублей (34,9 %) - с 24651,3 млн. рублей до 16042,8 млн. рублей, в бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты на 3834,0 млн. рублей (38,7 %) - с 9899,6 млн. рублей до 6065,5 млн. рублей.

По Обществу задолженность по платежам в бюджеты всех уровней снизилась на 1154,0 млн. рублей (27,2 %), из которых федеральному бюджету - на 555,4 млн. рублей (19,7 %), региональным и местным бюджетам - на 598,6 млн. рублей (42,2 %).

Налоговые платежи в 2001 году были произведены только денежными средствами.

В 2001 году Холдингом в соответствии с распоряжением РАО "ЕЭС России" от 30 мая 2001 года № 32-р "О реструктуризации кредиторской задолженности РАО "ЕЭС России" проведена реструктуризация задолженности по налоговым платежам, пеням и штрафам в сумме 58,4 млрд. рублей сроком до 10 лет.

Реструктуризация задолженности в федеральный бюджет произведена в сумме 45,9 млрд. рублей, в региональные бюджеты - 3,7 млрд. рублей, местные бюджеты - 6,1 млрд. рублей, в государственные внебюджетные фонды - 2,7 млрд. рублей.

По состоянию на 1 июля 2002 года задолженность Холдинга по налоговым платежам в бюджеты всех уровней сократилась:

- перед федеральным бюджетом - с 22396,7 млн. рублей до 16125,6 млн. рублей (28,0 %), в том числе по Обществу - с 5091,6 млн. рублей до 2453,8 млн. рублей (51,8 процента);

- перед бюджетами субъектов Федерации и местными бюджетами - с 5831,3 млн. рублей до 4610,1 млн. рублей (20,9 %), в том числе по Обществу - с 1789,2 млн. рублей

до 1230,1 млн. рублей (31,2 процента).

РАО “ЕЭС России” на 1 июля 2002 года не имеет недоимки по платежам во внебюджетные фонды.

Государственное регулирование тарифов

Экономические, организационные и правовые основы государственного регулирования тарифов на электроэнергию определяются Федеральным законом от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ “О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации”, которым установлены два уровня регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию:

- на федеральном уровне, осуществляемое ФЭК России;
- на региональном уровне, осуществляемое 81 региональной энергетической комиссией.

Минимальные уровни тарифов на электрическую энергию, потребляемую населением для различных регионов, устанавливаются Правительством Российской Федерации и ФЭК России и носят для региональных энергетических комиссий рекомендательный характер.

ФЭК России практически не участвует в процессе тарифного регулирования в субъектах Российской Федерации, данными полномочиями наделены региональные энергетические комиссии, осуществляющие свою деятельность независимо от ФЭК России, что приводит к частичной зависимости процесса тарифного регулирования от экономической и политической ситуации в регионах.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 февраля 1997 года № 121 “Об основах ценообразования и порядке государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации” утверждено “Положение о ценообразовании на электрическую и тепловую энергию”. Для объективного установления тарифов должен использоваться только метод экономического обоснования общей потребности организации-производителя электроэнергии или организации, оказывающей услуги на рынке электроэнергии, в финансовых средствах.

Фактическое регулирование тарифов в электроэнергетике до 2000 года осуществлялось путем ежемесячной индексации тарифов в соответствии с уровнем инфляции, что приводило к необоснованному административному увеличению тарифов без учета финансово-экономического состояния субъектов регулирования. И только в 2000 году ФЭК России постановлением от 18 февраля № 8/7, принятым во исполнение постановления Правительства Российской Федерации, утвердила “Положение об экспертизе”, которым предусматривается проведение в обязательном порядке экспертиз рассматриваемых предложений об установлении цен (тарифов). Принятие решений производится только с учетом экспертных заключений и финансово-экономического состояния субъектов регулирования. Таким образом, начиная с 2000 года, в Российской Федерации фактически начался процесс государственного регулирования тарифов в электроэнергетике с учетом финансово-экономического состояния субъектов регулирования.

В 2000-2001 годах ФЭК России было проведено более 50 детальных внутренних экспертиз регулируемых цен и тарифов в отношении тарифного (ценового) регулирования РАО “ЕЭС России” на основе бухгалтерской отчетности, анализа структуры и обоснованности затрат. Это позволило ФЭК России принимать объективные решения по установлению цен (тарифов) для РАО “ЕЭС России”, что отразилось на финансово-экономическом состоянии предприятий электроэнергетики. Количество убыточных АО-энерго в 2001 году сократилось с 17 до 14, низкорентабельных (уровень рентабельности до 5 %) - с 17 до 15.

Регулирование тарифов на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)

Федеральный оптовый рынок электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ) является сферой купли-продажи электрической энергии, осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы России. На ФОРЭМ реализуется около 30 % производимой в стране электроэнергетики. Остальная часть электроэнергии реализуется АО-энерго на региональных рынках.

Государственное регулирование тарифов на электроэнергию и мощность на ФОРЭМ осуществляется ФЭК России в соответствии с Порядком, предусмотренным постановлениями Правительства Российской Федерации от 4 февраля 1997 года № 121, а с 2002 года - от 2 апреля 2002 года № 226.

Продажа-покупка электрической энергии производится в соответствии с плановым балансом электрической энергии и мощности. Субъекты оптового рынка при обращении с просьбой пересмотра тарифов на электроэнергию представляют в ФЭК России предложения в виде заявочного расчета тарифов на электрическую энергию и мощность.

Предложения субъектов регулирования об установлении тарифов на электрическую энергию и мощность рассматриваются экспертным советом при ФЭК России и оформляются в виде экспертного заключения.

Окончательные решения принимаются на заседаниях ФЭК России. Так, в 2000 году ФЭК России несколько раз пересматривала тарифы для поставщиков электрической энергии на ФОРЭМ. Основной рост тарифов был связан с повышением цен на газ (на 25 %). Прирост тарифов по АЭС составил 54 %, ГРЭС федерального уровня - 60 %, ГЭС - 9 %, избыточным АО-энерго - 14 процентов. С 1 мая 2000 года были увеличены тарифы для покупателей электроэнергии с ФОРЭМ в среднем на 33 процента.

Регулирование тарифов на электроэнергию, поставляемую с ФОРЭМ, в течение 2001 года проводилось дважды. С 1 января 2001 года тарифы были повышены в среднем на 20 %, а с 1 июня - на 15 процентов.

Средний тариф на электроэнергию, поставляемую федеральными электрическими станциями на ФОРЭМ, в 2001 году составил 23,65 коп./кВт/ч, в том числе для ТЭС - 36,96 коп./кВт/ч, для ГЭС - 5,87 коп./кВт/ч (прирост к 2000 году - 34,7 %, для ТЭС - 38,5 %, ГЭС - 12,2 процента).

Средний тариф на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМ, составил 27,5 коп./кВт/ч (прирост к 2000 году - 44 процента).

Проверка правильности установления тарифов для генерирующих станций показала, что ФЭК России проводилась экспертиза представленных энергетическими системами РАО "ЕЭС России" обосновывающих материалов, что подтверждено экспертными заключениями. В результате ФЭК России в 2001 году были увеличены тарифы для 12 из 16 электростанций и по 8 из 11 гидроэлектростанций.

Основная проблема энергетической отрасли России связана с высокой степенью износа основных фондов, который составляет в среднем по отрасли 51,6 %, при среднем по промышленности - 51,3 процента. Парк генерирующего оборудования в значительной степени изношен и морально устарел (отработало свой ресурс 34,2 млн. кВт турбинного оборудования электростанций и 11,9 ГВт - на тепловых электростанциях). В целом это составляет 16 % установленной мощности. Потребность привлечения инвестиций в электроэнергетику стоит особенно остро.

Установленная мощность электростанций России (215,5 тыс. МВт) в настоящее время достаточна для покрытия текущего спроса на электроэнергию. Однако налицо факт быстрого старения и выбытия мощностей. Так, ежегодный ввод мощностей с 1991 года по 1999 год сократился в 5 раз (с 4 млн. кВт до 0,8 млн. кВт). Объем инвестиций за этот период сократился с 6,3 млрд. рублей до 1,7 млрд. рублей (в ценах 1991 года).

В результате парк генерирующих мощностей со сроком эксплуатации более 20 лет

составил 2/3 от общей установленной мощности. Учитывая, что ресурс генерирующих станций составляет 30-40 лет, российская электроэнергетика при отсутствии масштабных инвестиций столкнется не только с проблемой неэффективности, но и с проблемой значительного сокращения доступной мощности уже в ближайшем будущем. При сохранении объемов инвестиций и темпов модернизации энергообъектов РАО «ЕЭС России» выбытие мощностей к 2010 году достигнет 50 тыс. МВт. Стоимость затрат на ремонт и поддержание функционирования изношенного оборудования приближается к объему инвестиций в новое строительство.

Прогнозируется, что рост энергопотребления к 2010 году составит 21-35 процентов. Потребность в мощностях будет увеличиваться и к 2010 году составит 250 тыс. МВт. Потребность в инвестициях в 2001-2010 годах в строительство и техническое перевооружение генерирующих мощностей резко возрастает и составит 48-53 млрд. долларов США, без учета затрат на АЭС (около 38 млрд. долларов США), а в инвестициях на развитие и техническое перевооружение электрических сетей оценивается в 12,2 млрд. долларов США. Общая потребность в инвестициях в электроэнергетику России в 2001-2010 годах оценивается в 60-65 млрд. долларов США. Следует отметить, что привлеченные средства, как источник финансирования инвестиций в электроэнергетику, составляют не более 10 % общего объема инвестиций.

Государственное регулирование деятельности РАО «ЕЭС России» на ФОРЭМ осуществляется ФЭК России посредством установления экономически обоснованного размера абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России.

Для утверждения размера абонентной платы РАО «ЕЭС России» представляет в ФЭК России предложения по экономическому обоснованию ее величины.

Абонентная плата РАО «ЕЭС России» в 2000-2001 годах выросла в 3,4 раза - с 19 руб./тыс. кВт/ч до 64,83 руб./тыс. кВт/ч. Основной причиной роста размера абонентной платы является увеличение инвестиционной составляющей.

Правительство Российской Федерации (Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минатом России и ФЭК России) ежегодно утверждает Перечень приоритетных объектов капитального строительства в электроэнергетике, финансируемых за счет целевых инвестиционных средств РАО «ЕЭС России» и концерна «Росэнергоатом».

Анализ освоения целевых инвестиционных средств (перечень важнейших строек и объектов в электроэнергетике) за 2000-2001 годы показал следующее.

В 2000 году целевые инвестиционные средства в составе абонентной платы РАО «ЕЭС России» были утверждены постановлением ФЭК России от 18 февраля 2000 года № 8/9 в объеме 5510,0 млн. рублей (без учета финансирования объектов на территории Чеченской Республики). Профинансировано - 5769,0 млн. рублей, освоено - 5529,1 млн. рублей.

В 2001 году целевые инвестиционные средства РАО «ЕЭС России» были утверждены постановлением ФЭК России от 11 апреля 2001 года № 22/4 в объеме 9986,9 млн. рублей, профинансировано - 8104,3 млн. рублей, освоено - 11138,8 млн. рублей.

Финансирование важнейших строек РАО «ЕЭС России» в 2002 году предусмотрено в объеме 19848,7 млн. рублей. Освоение капитальных вложений ожидается в объеме 18600,0 млн. рублей. Следует отметить, что РАО «ЕЭС России» в 2000-2001 годах проводило политику увеличения инвестиционных ресурсов в основном за счет тарифной составляющей и при крайне низком объеме привлеченных и собственных средств. Так, в инвестиционной программе РАО «ЕЭС России» на 2002 год, согласованной с Минэнерго России 25 декабря 2001 года, объем финансирования перечня строек - объектов капитального строительства в электроэнергетике предусмотрен в сумме 19848,7 млн. рублей. Из них

за счет средств абонентной платы предусмотрено финансирование в объеме 16732,0 млн. рублей (84,2 %), за счет федерального бюджета - 1305,5 млн. рублей (6,6 %), заемных средств - 1584,0 млн. рублей (только 7,9 %), амортизационных отчислений - 223,7 млн. рублей (1,1 %) и только 3,5 млн. руб. (0,18 %) из собственной прибыли. В проекте федерального бюджета на 2003 год объем государственных инвестиций в электроэнергетику отсутствует.

Имеют место переброски инвестиционных средств с одного объекта строительства на другой без согласования с ФЭК России. Так, в 2001 году не профинансированы Астраханская ГРЭС (планировалось освоить 35,0 млн. рублей), Нижнеартовская ГРЭС (планировалось освоить 150,0 млн. рублей). Профинансированы не полностью Калининградская ТЭЦ-2 (утверждено ФЭК России 20,0 млн. рублей, профинансировано - 8,0 млн. рублей), каскад Нижне-Черекских ГЭС (утверждено ФЭК России 100,0 млн. рублей, профинансировано - 53,0 млн. рублей).

Отчеты о целевом использовании средств, поступающих в виде инвестиционной составляющей абонентной платы на счета РАО "ЕЭС России", в ФЭК России в установленном порядке не представляются. По имеющимся в ФЭК России отчетам отследить за счет каких источников профинансированы указанные в них объекты строительства не представляется возможным.

Средства, поступающие в виде абонентной платы на счета РАО "ЕЭС России", в первую очередь направляются на финансирование эксплуатационных затрат, и только после 100 % их покрытия остаток поступивших средств распределяется по объектам, финансируемым за счет инвестиционной составляющей. Это говорит о бесконтрольном использовании целевых инвестиционных средств со стороны РАО "ЕЭС России", поскольку ФЭК России, устанавливающая объем этих средств, не наделена правом контроля за их использованием и лишена, таким образом, возможности соблюдать баланс интересов потребителей и производителей энергии.

Средства инвестиционной составляющей абонентной платы РАО "ЕЭС России", предназначенные для строительства генерирующих мощностей, включенные в тарифы на электроэнергию в виде обязательных платежей и оплаченные потребителями энергии, по сути дела, передавались в безвозмездное пользование РАО "ЕЭС России", тем самым фактически обогащая частных инвесторов, в том числе иностранных.

Несмотря на постоянное повышение тарифов на электроэнергию, собственные затраты предприятий электроэнергетики на замену устаревшего оборудования компенсируются лишь в малой степени. Данная ситуация обусловлена политикой, проводимой РАО "ЕЭС России", ориентированной только на частные инвестиции, при этом средства РАО "ЕЭС России" и его дочерних обществ, получаемые в виде прибыли от продаж, направляются в первую очередь (в объеме 70-80 %) на покрытие собственных (внебюджетных) расходов, зачастую - непрофильных.

Необходимо сохранить участие государства во всех сферах регулируемой инвестиционной деятельности в части обеспечения гарантий для инвесторов, проведения государственной политики в развитии электроэнергетики.

Правительство Российской Федерации, как основной собственник РАО "ЕЭС России", должно предусмотреть привлечение инвестиций из различных источников (заемных средств, частных инвестиций, формируемых из средств коммерческих организаций, инвестиционных фондов, страховых фондов и собственных средств энергопредприятий) во всех сферах деятельности в электроэнергетике, связанных с производством, передачей и распределением электрической энергии. Это необходимо закрепить законодательно.

В целях обеспечения эффективного использования инвестиционных средств, считаем целесообразным создание целевого фонда развития электроэнергетики, куда будут

направляться все инвестиционные средства. Перечень объектов электроэнергетики в инвестиционной программе РАО "ЕЭС России" должен представляться в виде приложения к федеральному бюджету, как "Федеральная адресная инвестиционная программа развития электроэнергетики".

Регулирование тарифов на розничном рынке электрической энергии

Тарифы для конечных групп потребителей на розничном (региональном) рынке электроэнергии устанавливаются региональные энергетические комиссии (РЭК).

Тарифы формируются на основе утвержденных ФЭК России балансов электрической и тепловой энергии и расчетов необходимого уровня затрат и прибыли по каждому АО-энерго.

Уровень тарифов на энергию по региону зависит от структуры генерирующих мощностей (доли выработки энергии на ТЭС, ГЭС), а также от доли покупной энергии с ФОРЭМ, структуры потребляемого топлива и цен на него, организационной структуры АО-энерго (величины цеховых и общесистемных затрат), уровня технологических и коммерческих потерь при передаче электроэнергии и ряда других факторов.

АО-энерго при необходимости пересмотра тарифов представляют в РЭК обосновывающие материалы (экономическое обоснование планируемой себестоимости и прибыли, необходимой для устойчивого функционирования энергосистемы, осуществления инвестиционной деятельности). Региональными энергетическими комиссиями проводится экспертиза представленных материалов и выдается экспертное заключение. Постановлением правительства субъекта Российской Федерации устанавливаются преysкурантные тарифы. Следует отметить, что с августа 1998 года по декабрь 2001 года цены в промышленности выросли в 3 раза, а тарифы на электроэнергию для крупных промышленных потребителей - в 2,5 раза, потребительские цены выросли в 3,5 раза, а тарифы на электроэнергию для населения - в 3,2 раза.

В 2001 году средний уровень тарифов на электроэнергию составил 46,50 коп./кВт/ч (прирост к 2000 году - 34,4 %), на тепловую энергию - 161,4 руб./Гкал (прирост к 2000 году - 32,1 процента).

Положительным результатом 2001 года стало некоторое снижение перекрестного субсидирования, при котором происходит дотирование населения, бюджетных организаций и сельскохозяйственных потребителей за счет увеличения тарифов для промышленности и других групп потребителей. Так, тарифы на электроэнергию для населения в 2001 году относительно уровня 2000 года выросли на 48 % и составили 33,79 коп./кВт/ч, а для промышленности - 48,98 коп./кВт/ч (рост на 28 процентов). Однако проблема перекрестного субсидирования продолжает оставаться актуальной. Так, общий объем перекрестного субсидирования оценивается в 25-30 млрд. рублей ежегодно, а льготы (по оплате электроэнергии) для населения - 13,0 млрд. рублей.

В 2002 году ФЭК России дважды пересматривала тарифы на электроэнергию и мощность для генерирующих станций РАО "ЕЭС России": с 1 марта и 1 июля, увеличив их в среднем на 19,5 %, и 2,4 % соответственно.

Пересмотр тарифов для потребителей был обусловлен объективными факторами, удорожающими производство электрической и тепловой энергии:

- увеличением с 15 февраля 2002 года на 20 % цены на газ;
- увеличением с 1 марта 2002 года на 20 % тарифов на электроэнергию, отпускаемую с федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности);
- увеличением с 1 января 2002 года на 20 % абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России;
- переоценкой основных фондов (коэффициент переоценки в среднем по АО-энерго

составил 2,24).

В результате средний утвержденный тариф на электрическую энергию по АО-энерго Холдинга увеличился за полугодие на 14,4 % (за аналогичный период 2001 года повышение составило 17,8 %), в том числе по группам потребителей: для крупных промышленных потребителей - на 13,7 %, для железнодорожного транспорта - на 20,8 %, для сельхозпотребителей - на 25,9 %, для городского населения - на 21,9 %, для сельского населения - на 20,8 процента.

Средний рост утвержденных тарифов на теплоэнергию за I полугодие 2002 года составил 9,4 процента.

Реформирование электроэнергетики в Российской Федерации

11 июля 2001 года Правительство Российской Федерации постановлением № 526 “О реформировании электроэнергетики Российской Федерации” одобрило Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации. Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерству энергетики Российской Федерации совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти было поручено внести в 2 недельный срок в Правительство Российской Федерации план мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации.

3 августа 2001 года распоряжением № 1040-р Правительство Российской Федерации утвердило план мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики.

Первый этап (2001-2004 годы) состоит из двух фаз и имеет своей целью решение следующих задач:

- разработка нормативно-правовой базы реформирования отрасли;
- реформирование (реструктуризация) организаций электроэнергетики;
- отработка механизмов функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии.

Реформирование электроэнергетики должно основываться на прочной нормативной базе, создание которой должно осуществляться при непосредственном участии государства, регулирующего ее функционирование в новых экономических условиях.

План мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики предусматривал выполнение 25 нормативных актов, принятие которых необходимо для обеспечения процесса реформирования электроэнергетики.

Важнейшими из мероприятий, подлежащих выполнению в 2001 году, являются:

- рассмотрение Правительством Российской Федерации и внесение в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации пакета проектов федеральных законов “Об электроэнергетике”, “О внесении изменений и дополнений в Гражданский кодекс Российской Федерации”, “О внесении изменений и дополнений в федеральные законы “О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию”, “О лицензировании отдельных видов деятельности”, “О естественных монополиях”;

- принятие постановлений Правительства Российской Федерации “О совершенствовании порядка разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности в электроэнергетике”, “О ценообразовании на электрическую и тепловую энергию”, “Об основных принципах развития и функционирования конкурентного рынка электрической энергии”, “Об оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике” и ряда других нормативных актов;

- создание инфраструктуры оптового рынка (включая национальную электрическую сеть, администратора торговой сети и системного оператора);

- создание первых участников рынка в составе генерирующих компаний (на базе

электростанций всех типов) и независимых сбытовых компаний.

Основными задачами реформирования РАО «ЕЭС России» провозглашены:

- отделение естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных;
- решение проблемы неплатежей в электроэнергетике;
- обеспечение полной организационной и финансовой прозрачности деятельности предприятий электроэнергетики;
- создание условий для установления тарифов на электрическую и тепловую энергию через конкурентное ценообразование, обеспечивающее полную компенсацию обоснованных затрат, постепенное доведение цен и тарифов до уровня самофинансирования, уменьшение перекрестного субсидирования;
- развитие единой федеральной сетевой инфраструктуры;
- формирование технологической инфраструктуры рынка электроэнергии;
- обеспечение условий для недискриминационного доступа независимых производителей на рынок электроэнергии.

Проверкой установлено.

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 августа 2001 года № 1040-р «О плане первоочередных мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации» не выполнено.

Из 20 мероприятий, предусмотренных к исполнению в 2001 году, выполнено только 7.

Правительством Российской Федерации сорвано внесение (в IV квартале 2001 года) в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации пакета проектов федеральных законов «Об электроэнергетике», «О внесении изменений и дополнений в Гражданский кодекс Российской Федерации», «О внесении изменений и дополнений в федеральные законы «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию», «О лицензировании отдельных видов деятельности», «О естественных монополиях».

Не приняты постановления Правительства Российской Федерации «О совершенствовании порядка разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности в электроэнергетике», «О ценообразовании на электрическую и тепловую энергию», «Об основных принципах развития и функционирования конкурентного рынка электрической энергии», «Об оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике», регулирующие процесс реформирования электроэнергетики Российской Федерации.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2002 года № 471-р утверждена новая редакция «Плана мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации» и сроки реализации мероприятий перенесены на I полугодие 2002 года. Ответственность за срыв выполнения распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 августа 2001 года № 1040-р никто не понес. Однако, несмотря на то, что в 2001 году не принято ни одного законодательного акта по реорганизации крупнейшей энергокомпании мира, Правительством Российской Федерации совместно с РАО «ЕЭС России» начато форсированное реформирование отрасли, что создает неоправданно высокие риски в энергообеспечении потребителей Российской Федерации.

Более всего подвергаются риску те отрасли, доля энерготарифов в конечной цене продукции которых максимальна. К таким относятся предприятия нефтеперерабатывающей промышленности, где 14 % себестоимости продукции составляют затраты на электроэнергию, химической и нефтехимической промышленности - 11,1 %, цветной металлургии - 9,3 %, черной металлургии - 6,2 %, угольной промышленности - 6 %, легкой промышленности - 4,9 %, пищевой промышленности - 1,5 процента.

На переходный период реформирования электроэнергетики у государства остаются

только опосредованные рычаги влияния (через совет директоров РАО “ЕЭС России”) на деятельность ключевых инфраструктурных звеньев электроэнергетики, так как уже созданные Федеральная сетевая компания и Системный оператор полностью подконтрольны только РАО “ЕЭС России” (49 % акций, указанных выше компаний, останутся в собственности РАО “ЕЭС”).

Государство практически бесплатно передает имущество (активы): объекты электрических сетей, отнесенных к единой национальной (общероссийской) электрической сети, и активы Центрального диспетчерского управления, диспетчерских управлений объединенных энергосистем и их региональных диспетчерских управлений, уставные капиталы которых определены в 128 млрд. рублей, ОАО “Федеральная сетевая компания” и ОАО “Системный оператор - ЦДУ ЕЭС”.

Зарубежный опыт реструктуризации энергетики показывает, что положительные результаты имеются в тех странах, где в течение длительного периода времени готовились законодательная и нормативно-правовая базы, а реструктуризация проводилась под контролем государства и при наличии:

- истощения всех резервов повышения эффективности действующей энергосистемы;
- избытка энерго мощностей (не менее 30 %, иначе невозможна конкуренция);
- надежного топливоснабжения электростанций (конкурентный рынок топлива);
- полной оплаты электроэнергии;
- постоянного контроля со стороны государства за формированием свободных тарифов на электроэнергию и этапами реструктуризации.

Таких условий в Российской Федерации пока не создано.

2. Проверка финансово-хозяйственной деятельности ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго”, ОАО “Нижновэнерго” за 2000-2001 годы и обоснованности установления тарифов на отпускаемую электроэнергию в Белгородской, Свердловской, Читинской областях и Краснодарском крае

В рамках проведения проверки РАО “ЕЭС России” осуществлялись проверки финансово-хозяйственной деятельности его дочерних структур: ОАО “Белгородэнерго”, ОАО “Свердловэнерго”, ОАО “Читаэнерго”, ОАО “Кубаньэнерго”, ОАО “Нижновэнерго”.

Анализ деятельности указанных энергосистем показал следующее.

Все проверяемые АО-энерго являются юридическими лицами. В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 года № 923 в уставный капитал РАО “ЕЭС России” в качестве вклада Российской Федерации было передано по 49 % акций указанных обществ.

Органами управления рассматриваемых обществ являются: общее собрание акционеров; совет директоров Общества; генеральный директор - председатель правления Общества; правление Общества.

Основными видами деятельности АО-энерго в соответствии с их уставами являются:

- поставка (продажа) электрической и тепловой энергии по установленным тарифам;
- получение (покупка) электрической энергии с федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности);
- получение (покупка) электроэнергии у ее производителей;
- производство электрической и тепловой энергии;
- передача электрической и тепловой энергии;
- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования, проведение своевременного и качественного ремонта, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов, развитие энергосистемы;

- обеспечение работоспособности электрических и тепловых сетей;
- обеспечение энергоснабжения потребителей в соответствии с заключенными договорами и прочее.

Основные технико-экономические показатели рассматриваемых АО-энерго приведены в таблице:

Энергообъединения	2000 г.			2001 г.		
	Установленная мощность	Рабочая мощность	Коэффициент использования, %	Установленная мощность	Рабочая мощность	Коэффициент использования, %
ОАО "Белгородэнерго"	64,6	29,0	38,5	61,6	28,6	41,6
ОАО "Свердловэнерго"	8263,1	5152,8	53,5	8263,1	5476,4	52,0
ОАО "Кубаньэнерго"	829,3	747,3	90,1	829,3	730,2	88,1
ОАО "Нижновэнерго"	1271,0	862,6	60,6	1311,0	927,6	50,15
ОАО "Читаэнерго"	508,0	427,3	84,3	508,0	417,9	81,89

Динамика объемов собственной выработки электроэнергии рассматриваемыми энергосистемами и объемов покупной электроэнергии выглядит следующим образом:

Энергообъединения	2000 г.		2001 г.	
	Собственная выработка	Покупная энергия с ФОРЭМ	Собственная выработка	Покупная энергия с ФОРЭМ
ОАО "Белгородэнерго"	215,7	10540,4	224,7	10614,6
ОАО "Свердловэнерго"	38846,6	307,0	37664,3	1679,8
ОАО "Кубаньэнерго"	6246,1	7914,4	5734,3	8721,3
ОАО "Нижновэнерго"	6008,5	10343,2	5617,0	10555,9
ОАО "Читаэнерго"	3221,2	2036,9	2736,4	2622,1

Из приведенных данных видно, что из рассматриваемых энергосистем лишь ОАО "Свердловэнерго" является достаточной энергосистемой, для которой приобретение электроэнергии на ФОРЭМ связано с объективными причинами, такими как недопоставка топлива, незапланированный ремонт оборудования, разгрузка электростанций ОАО "Свердловэнерго" по инициативе ОДУ Урала. Остальные энергосистемы являются дефицитными и обеспечивают потребности регионов за счет собственной выработки лишь частично: "Читаэнерго" - на 61,3 %, "Белгородэнерго" - на 2,0 %, "Кубаньэнерго" - на 47,2 %, "Нижновэнерго" - на 29,6 процента.

Экономический анализ участия обществ в торгах плановой и сверхплановой электроэнергии, произведенный на примере ОАО "Белгородэнерго", как наиболее дефицитной энергосистемы, показал следующее.

В 2001 году ОАО "Белгородэнерго" неоднократно принимало участие в торгах по продаже плановой и сверхплановой электроэнергии, в том числе по месяцам:

- плановая электроэнергия:
 - январь 2001 года - 200 млн. кВт/ч по цене 22,1 коп./кВт/ч (без НДС),
 - февраль 2001 года - 35 млн. кВт/ч по цене 21,9 коп./кВт/ч (без НДС),
 - март 2001 года - 215 млн. кВт/ч по цене 21,9 коп./кВт/ч (без НДС);
- сверхплановая электроэнергия:
 - апрель 2001 года - 20 млн. кВт/ч по цене 18,4 коп./кВт/ч (без НДС),
 - декабрь 2001 года - 23 млн. кВт/ч по цене 29,1 коп./кВт/ч (без НДС).

Общий экономический результат (экономия) от участия в торгах электроэнергией за 2001 год составил 34,0 млн. рублей, в том числе по торгам плановой электроэнергией - 17,3 млн. рублей, сверхплановой электроэнергией - 16,7 млн. рублей.

Ввиду того, что электростанции ОАО "Белгородэнерго" работают по теплофикационному циклу, себестоимость производимой на них электроэнергии выше, чем среднее отпускной тариф на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМ.

Так, в 2000 году себестоимость производства электроэнергии на Белгородской ТЭЦ составила 313,52 руб./тыс. кВт/ч, то есть на 54,9 % больше среднотпускного тарифа с ФОРЭМ.

В целом по системе себестоимость электроэнергии, вырабатываемой собственными станциями, составила в 2000 году 305,39 руб./тыс. кВт/ч, или на 50,9 % больше среднотпускного тарифа с ФОРЭМ.

В 2001 году себестоимость производства электроэнергии станциями энергосистемы составила 356,12 руб./тыс. кВт/ч., в том числе:

- на Белгородской ТЭЦ - 331,02 руб./тыс. кВт/ч;
- на Губкинской ТЭЦ - 379,73 руб./тыс. кВт/ч.

Это соответственно больше среднотпускного тарифа на электроэнергию с ФОРЭМ на 22,2 %, на 13,6 % и на 30,3 процента.

Анализ расчетов с поставщиками электроэнергии на ФОРЭМ показал, что несовершенство системы расчетов, завышенные плановые задания оперативной комиссии РАО "ЕЭС России" по расчетам с поставщиками энергии на ФОРЭМ приводят к необоснованному отвлечению финансовых средств из хозяйственного оборота предприятий-покупателей электроэнергии. В то же время система расчетов с поставщиками энергии через расчетные счета ЗАО "ЦДР ФОРЭМ" приводит к аккумулярованию финансовых средств на указанных счетах и несвоевременному перечислению их поставщикам энергии на ФОРЭМ, что влечет за собой возникновение дебиторской задолженности у последних.

В анализируемом периоде энергосистемами активно использовалась практика расчетов за покупаемую на ФОРЭМ энергию через посредников.

Права требования, обеспечивающие исполнение обязательств АО-энерго в части оплаты за потребленную электроэнергию с ФОРЭМ, переуступались различным посредническим фирмам в счет текущих платежей энергосистем за покупаемую энергию. Так, при достаточно стабильной платежной дисциплине ОАО "Белгородэнерго" имели место случаи переуступки прав требования производителями электроэнергии с дисконтом в пользу посредников. Также в 2001 году имела место практика переуступки поставщиками электроэнергии несуществующих долгов указанной энергосистемы коммерческим фирмам-посредникам, причем расчеты с посредниками производились на 70 % денежными средствами. Так, ОАО "Белгородэнерго", привлекая в 2001 году для расчетов с поставщиками ФОРЭМ кредитные ресурсы под 15-17 % годовых, фактически предоставило Конаковской ГРЭС бессрочный беспроцентный кредит в сумме 39,0 млн. рублей.

В 2001 году объем расчетов за электроэнергию, приобретаемую на ФОРЭМ через посредников, заметно снизился. Основной причиной этого стало увеличение доли денежных средств в общем объеме платежей собственных потребителей электроэнергии.

Динамика полезного отпуска электрической энергии по годам представлена в таблице:

Энергообъединения	2000 г.		2001 г.	
	Отпуск электроэнергии, млн. кВт/ч	Фактический тариф, коп./кВт/ч	Отпуск электроэнергии, млн. кВт/ч	Фактический тариф, коп./кВт/ч
ОАО "Белгородэнерго"	9983,0	34,68	10025,6	52,21
ОАО "Свердловэнерго"	32512,2	37,5	32789,8	44,8
ОАО "Кубаньэнерго"	12173,6	40,0	12149,9	53,0
ОАО "Нижевоэнерго"	14503,1	47,12	14468,0	64,08
ОАО "Читаэнерго"	3773,5	42,5	3922,7	55,0

Структура полезного отпуска электроэнергии по каждой из рассматриваемых систем такова, что по ОАО "Белгородэнерго" основная доля потребления приходится на промышленных потребителей - 72 %; по ОАО "Свердловэнерго" доля промышленных потребителей составляет 71 %; преобладающая доля электропотребления ОАО "Читаэнерго" приходится на железнодорожный транспорт - 32 %, на промышленных потре-

бителей приходится 17,1 % всего объема потребления; для ОАО “Кубаньэнерго” характерна преобладающая доля оптовых потребителей-перепродавцов - 36,1 %, доля промышленных потребителей составляет 22,6 % всего объема электропотребления, для ОАО “Нижновэнерго” характерна преобладающая доля промышленных и приравненных к ним потребителей - 58,1 процента.

Динамика полезного отпуска тепловой энергии по годам выглядит следующим образом:

Энергообъединения	2000 г.		2001 г.	
	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Фактический тариф, руб./Гкал	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Фактический тариф, руб./Гкал
ОАО “Белгородэнерго”	2165,9	76,97	2303,2	79,08
ОАО “Свердловэнерго”	24933,0	113,5	24796,0	134,2
ОАО “Кубаньэнерго”	1283,6	82,15	1133,7	99,43
ОАО “Нижновэнерго”	8815,1	130,3	8570,8	164,09
ОАО “Читаэнерго”	2428,8	217,18	2119,4	189,48

Структура потребления тепловой энергии по рассматриваемым системам характеризуется для ОАО “Читаэнерго” преобладанием доли жилищных организаций - 68,3 %; по ОАО “Белгородэнерго” основная доля теплопотребления приходится на оптовых покупателей-перепродавцов - 95,5 %; по ОАО “Свердловэнерго” промышленные и приравненные к ним потребители потребляют 57,3 % всего объема теплоэнергии, оптовые покупатели-перепродавцы - 40,7 %; для ОАО “Кубаньэнерго” характерна преобладающая доля оптовых покупателей-перепродавцов - 77,6 процента.

Топливные потребности анализируемых энергосистем в рассматриваемом периоде характеризуются следующими показателями:

(в процентах)

Энергообъединения	2000 г.			2001 г.		
	Уголь	Газ	Мазут	Уголь	Газ	Мазут
ОАО “Белгородэнерго”	3,7	96,2	-	0,6	99,4	-
ОАО “Свердловэнерго”	62,5	36,9	0,6	61,7	37,2	1,1
ОАО “Читаэнерго”	99,8	-	0,2	99,8	-	99,0
ОАО “Кубаньэнерго”	-	99,0	1,0	-	99,0	1,0

Задания РАО “ЕЭС России” по топливным запасам на складах выполнялись АО-энерго на 100 и более процентов. Так, выполнение задания по ОАО “Свердловэнерго” составило в 2000 году по углю - 114 %, по мазуту - 198 %; в 2001 году по углю - 116 %, по мазуту - 104 процента.

Фактические запасы ОАО “Читаэнерго” по состоянию на 1 января 2000 года составляли 266,3 тыс. тонн при нормативе 200,0 тыс. тонн (на 33,1 % больше), на 1 октября 2000 года - 308,3 тыс. тонн при нормативе 180,0 тыс. тонн (на 71,3 % больше), на 1 июня 2001 года - 219,4 тыс. тонн при нормативе 169 тыс. тонн (на 29,8 % больше), на 1 декабря 2001 года - 397,1 тыс. тонн при нормативе 260,0 тыс. тонн (на 52,7 % больше).

Таким образом, в 2000-2001 годах ОАО “Читаэнерго”, находящееся вблизи от угольных разрезов (максимальное время перевозки угля - 2 суток летом и 2,5 суток зимой), создавало сверхнормативные запасы топлива.

Анализ производимых энергосистемами запасов топлива свидетельствует о заговаривании производства и неоправданном отвлечении на эти цели оборотных средств предприятий. Создание сверхнормативных запасов топлива приводит к неэффективному отвлечению средств из хозяйственного оборота предприятий и необходимости привлечения кредитных ресурсов для пополнения последних. В последующем запасы топлива на складах используются обществами в качестве обеспечения кредитных ресурсов.

Особого внимания заслуживает ситуация с топливным обеспечением ОАО “Читаэнерго”. В течение 2000 года договорные цены на уголь менялись три раза - с 70,0 рубля

за тонну (без НДС) в I квартале до 92,0 рубля за тонну в апреле-сентябре и до 111,92 рубля в IV квартале. В целом за год договорная цена на уголь возросла в 1,6 раза.

Фактическая цена харанорского угля (с учетом НДС, качества угля, железнодорожных тарифов) за 2000 год возросла с 115,65 рубля за тонну (доля железнодорожного тарифа - 23,0 % - 26,63 рубля) до 189,87 рубля (доля железнодорожного тарифа - 29,3 % - 55,57 рубля). Фактическая цена татауровского угля за 2000 год с учетом его более высокого качества возросла с 118,03 рубля за тонну (доля железнодорожного тарифа - 18,4 % - 21,77 рубля) до 174,73 рубля (доля железнодорожного тарифа - 18,5 % - 32,35 рубля). В результате среднегодовая цена угля для ОАО "Читаэнерго" сложилась в размере 149,51 рубля за тонну, где 40,88 рубля (27,3 %) - услуги железной дороги.

В течение 2001 года ОАО "Читаэнерго" имело договорные отношения с четырьмя хозяйствующими субъектами по поставкам угля, в том числе с двумя посредническими фирмами (трейдерами). В связи с этим договорная цена на уголь менялась 5 раз - с 135,48 рубля в январе до 242,73 рубля в декабре (рост в 1,8 раза). В целом за два года цена на уголь возросла в 3,5 раза, что соответствующим образом отразилось на себестоимости электрической и тепловой энергии ОАО "Читаэнерго" и, как следствие, на структуре и величине тарифов.

Фактическая цена харанорского угля (с учетом НДС, качества угля, железнодорожных тарифов) за 2001 год возросла с 228,85 рубля за тонну, где железнодорожный тариф составлял 28,4 % (66,28 рубля) до 367,73 рубля (доля железнодорожного тарифа - 20,9 % - 76,45 рубля). Фактическая цена татауровского угля за 2001 год с учетом его более высокого качества возросла с 223,16 рубля за тонну (доля железнодорожного тарифа - 16,0 % - 35,78 рубля) до 337,91 рубля (доля железнодорожного тарифа - 13,8 % - 46,63 рубля). В результате среднегодовая цена угля в 2001 году для ОАО "Читаэнерго" сложилась в размере 327,75 рубля за тонну, где 57,10 рубля (17,4 %) составляли услуги железной дороги.

Таким образом, в 2001 году фактические цены на уголь при его поставках через посредников были необоснованно завышены, а темп их роста (219,2 %) опережал темп роста тарифа на услуги железной дороги (139,7 процента).

На I квартал 2002 года была предварительно согласована с ООО "Компания "Респект" цена поставки харанорского угля в размере 258,33 рубля за тонну (без НДС и железнодорожного тарифа), то есть увеличение еще на 6,4 процента.

АО-энерго в 2000-2001 годах проводилась работа по снижению расхода условного топлива путем оптимизации топливного баланса, а также осуществления технических мероприятий, связанных с ремонтом и частичной заменой оборудования. Обществами разработаны и утверждены ежегодные программы энергосбережения. Однако, согласно произведенному анализу, из-за недостаточного финансирования не все запланированные мероприятия выполнены. Так, объем работ, определенный приказом ОАО "Свердловэнерго" от 21 января 2000 года № 19, за 2000 год выполнен на 58 % (472 мероприятия) от общего количества запланированных работ, 9 % (69 мероприятий) находятся в стадии завершения, 10 % (81 мероприятие) перенесено на 2001 год, 13 % (103 мероприятия) не выполнено из-за отсутствия средств, непоставки оборудования и запасных частей. Объем работ, установленный приказом ОАО "Свердловэнерго" от 4 апреля 2001 года № 115, выполнен на 62 % (522 мероприятия), 7 % (50 мероприятий) находится в стадии завершения, 10 % (76 мероприятий) снято из объемов работ, 10 % (74 мероприятия) перенесено на 2002 год, 6 % (48 мероприятий) не выполнено из-за отсутствия средств, непоставки оборудования и запасных частей.

ОАО "Кубаньэнерго" в 2000-2001 годах также проводилась работа по снижению расхода условного топлива путем оптимизации топливного баланса, за счет снижения доли расхода мазута с 1,7 % в 1999 году до 1,2 % в 2000 году и до 0,9 % в 2001 году, а

также осуществления технических мероприятий, связанных с ремонтом и частичной заменой оборудования. Однако, согласно представленной информации, из-за недофинансирования не было обеспечено выполнение всех запланированных мероприятий.

Таким образом, принимаемые в 2000-2001 годах АО-энерго меры по снижению удельного расхода условного топлива на производство электрической и тепловой энергии, который зависит от структуры и режимов работы оборудования, его технического состояния (износа) и теплотворных параметров применяемого топлива, недостаточны и не смогли изменить ситуацию по его росту, что привело к дополнительным затратам.

Информация о состоянии основных производственных фондов рассматриваемых энергосистем приведена в таблице:

Энергообъединения	2000 г.		2001 г.		(на начало года) 2002 г.	
	Стоимость основных фондов, млн. руб.	Процент износа	Стоимость основных фондов, млн. руб.	Процент износа	Стоимость основных фондов, млн. руб.	Процент износа
ОАО "Белгородэнерго"	3215,6	52,4	3322,9	48,5	3636,8	54,2
ОАО "Свердловэнерго"	24287,6	52,7	31230,9	54,5	30414,6	54,6
ОАО "Кубаньэнерго"	7520,2	60	8697,8	54	15369,1	63
ОАО "Нижновэнерго"	3244,5	54,3	3176,3	55,6	3235,0	56,1
ОАО "Читаэнерго"	4096,4	52,6	4179,7	54,1	4263,2	54,9

Резкое увеличение стоимости основных производственных фондов по ОАО "Свердловэнерго" и ОАО "Кубаньэнерго" вызвано произведенной на 1 января 2001 года переоценкой имущественного комплекса предприятий.

Анализ состояния имущественного комплекса проверяемых предприятий показал, что в энергосистемах увеличивается количество физически изношенного и морально устаревшего оборудования, растет количество оборудования, выработавшего свой ресурс.

Решение этой проблемы осуществляется путем проведения текущих и капитальных ремонтов, замены устаревшего оборудования, проведения работ по реконструкции, техническому перевооружению и обновлению основных фондов.

Выделенные средства на ремонты основных фондов концентрируются на наиболее важных объектах и агрегатах. С целью сокращения ремонтных затрат АО-энерго переходят на ремонты генерирующего оборудования по наработке в межремонтный период, а электротехнического оборудования - по результатам диагностики технического состояния.

Рост затрат на ремонты оборудования обусловлен, в основном, ростом стоимости материалов и запасных частей без увеличения объемов ремонтных работ. Затраченные средства направляются на выполнение минимально необходимых ремонтных программ для обеспечения безаварийной и надежной работы оборудования энергосистем. Объемы ремонтных программ утверждаются РЭК с применением дефлятора роста цен на товары и услуги. Задания по ремонтным программам выполняются полностью. Случаи невыполнения планов в стоимостном выражении объясняются экономией средств за счет выполнения ремонтных работ собственным персоналом энергосистем, а также за счет использования материалов, полученных от утилизации оборудования.

В ходе проверки инвестиционной деятельности АО-энерго установлено следующее.

Инвестиционная деятельность обществ осуществляется по двум направлениям: техническое перевооружение, реконструкция и строительство новых объектов, включая объекты непроизводственного назначения.

Основными источниками финансирования капитальных вложений (строительства и реконструкции) являлись амортизация и прибыль.

Основные объемы работ выполняются обществами подрядным способом. При

оформлении документации по договорам допускаются отступления от действующих норм (в договорах, актах приемки-сдачи работ и др.). Имеются факты неоправданного завышения стоимости работ по капитальному строительству и ремонтам.

Рост объемов незавершенного строительства в различные периоды времени по рассматриваемым АО-энерго в основном связан с задержкой оформления документов на ввод основных средств в регистрационных палатах и задержками сроков окончания работ по объектам, имеющим высокую стоимость из-за недостатка финансирования.

Из инвестиционных средств, перечисленных энергосистемами на расчетные счета РАО «ЕЭС России» в виде абонентной платы, обществам на инвестиционную деятельность, связанную с основным производством, средства в рассматриваемом периоде не выделялись.

При проверке деятельности ОАО «Белгородэнерго» выявлены факты отвлечения денежных средств на строительство непрофильных объектов и списания в дальнейшем этих объектов с баланса предприятия в качестве благотворительной деятельности. Так, по акту от 17 октября 2000 года без номера приема-передачи архитектурно-художественной подсветки Преображенского собора (стоимость - 453,7 тыс. рублей) с баланса ОАО «Белгородэнерго» на баланс названного собора указанная подсветка передана безвозмездно. По договору пожертвования от 29 декабря 2001 года № 1758 построенный храм в п. Казинка и комплекс с обустройством Вериговского родника у с. Вериговка Валуйского района Белгородской области (ротонда) безвозмездно переданы Белгородско-Старооскольскому епархиальному управлению. Общая стоимость этих объектов составляет 11987,3 тыс. рублей.

Всего за 2001 год безвозмездно передано объектов (основных средств) на сумму 13,1 млн. рублей (храм в п. Казинка, обустройство Вериговского родника - ротонда и реконструкция художественного музея, г. Валуйки).

Таким образом, при недостаточном объеме финансирования программы реконструкции и технического перевооружения, росте износа оборудования денежные средства необоснованно отвлекались из оборота предприятия.

Анализ тарифной политики, проводимой обществами электроэнергетики в регионах

Тарифы формируются на основе утвержденных ФЭК России балансов электрической и тепловой энергии и расчетов необходимого уровня затрат и прибыли по каждому АО-энерго.

Уровень тарифов на энергию по региону зависит от структуры генерирующих мощностей (доли выработки энергии на ТЭС, ГЭС), а также от доли покупной энергии с ФОРЭМ, структуры потребляемого топлива и цен на него, организационной структуры АО-энерго (величины цеховых и общесистемных затрат), уровня технологических и коммерческих потерь при передаче электроэнергии и ряда других факторов.

При необходимости пересмотра тарифов АО-энерго представляли в региональные энергетические комиссии обосновывающие материалы по установленным формам, которые включали экономическое обоснование планируемой себестоимости (по статьям затрат) и прибыли, необходимой для устойчивого функционирования энергосистемы, осуществления инвестиционной деятельности. Расчет экономически обоснованных тарифов производится обществами на основе «Методических указаний о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке», утвержденных ФЭК России 16 апреля 1997 года.

Экспертиза представленных материалов проводится сотрудниками РЭК, а также с участием привлеченных экспертов в соответствии с действующим законодательством. Результатом проведенной экспертизы служит экспертное заключение, на основании которого постановлением правительства области устанавливаются преysкуранные тарифы.

В соответствии с действующим законодательством и нормативными актами в период 2000-2001 годов среднеотпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию для потребителей Свердловской области пересматривались 4 раза, для потребителей Белгородской области - 6 раз, для потребителей Читинской области - 6 раз, для потребителей Краснодарского края на электрическую энергию менялись в сторону увеличения 4 раза, на тепловую - 3 раза.

Основанием для пересмотра тарифов послужило:

- увеличение тарифа на электроэнергию, покупаемую с ФОРЭМ,
- размер абонентной платы за услуги по передаче электрической энергии по сетям РАО "ЕЭС России",
- изменение затрат энергоснабжающей организации на производство и передачу электрической и тепловой энергии в связи с повышением цен на уголь, железнодорожные перевозки, изменением цен на сырье и материалы.

Рост затрат обусловлен следующими причинами:

- рост цен на материалы, и, как следствие, рост стоимости ремонтных работ, работ капитального характера, услуг;
- рост цен на потребительском рынке;
- рост цен на топливо.

В результате пересмотра тарифов увеличение среднеотпускных тарифов за два года составило: в Свердловской области по электроэнергии - 46 %, по теплоэнергии - 44 %; в Белгородской области по электроэнергии - 106 %, по теплоэнергии - 4,4 %; в Читинской области по электроэнергии - 71 %, по теплоэнергии - 78 %; в Краснодарском крае по электроэнергии - 48 %, по теплоэнергии - 35 процентов.

В проверяемом периоде сохранялась неудовлетворительная структура тарифов на энергию по группам потребителей.

Во всех проверяемых регионах не выполняются указы Президента Российской Федерации от 17 октября 1996 года № 1451 (пункт 3), от 28 апреля 1997 года № 425 и постановления Правительства Российской Федерации от 3 апреля 1997 года № 389 "О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в отраслях естественных монополий", от 10 сентября 1999 года № 1037 "О программе мер по поэтапной отмене льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию для организаций агропромышленного комплекса на период до 31 декабря 2000 года" в части устранения перекрестного субсидирования отдельных групп потребителей за счет других.

Сохранение перекрестного субсидирования в энергетической отрасли нарушает баланс экономических интересов между промышленностью, энергосистемами и льготными группами потребителей.

Объем перекрестного субсидирования в Белгородской области в 2000 году составил 333,89 млн. рублей, в 2001 году - 485,4 млн. рублей; в Свердловской области - 3655,4 млн. рублей и 3664,6 млн. рублей соответственно. В Читинской области общая сумма льгот в 2000 году составила 12,4 млн. рублей и в 2001 году - 18,3 млн. рублей; в Краснодарском крае - 196,8 млн. рублей и 354,6 млн. рублей соответственно.

Увеличение объемов перекрестного субсидирования показывает, что рост преysкрантных тарифов для льготных групп не соответствует реальному изменению издержек на производство, передачу и распределение энергии для данных групп потребителей.

Наряду с существующей проблемой ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике, в последнее время в регионах остро встал вопрос возможности выхода крупных промышленных потребителей электроэнергии на федеральный оптовый рынок электрической энергии. Указанные проблемы имеют тесную взаимосвязь. Перекрестное субсидирование населения и бюджетозависимых предприятий осуществляется, в основном,

за счет энергоснабжения крупных промышленных потребителей. Таким образом, выход указанных потребителей на ФОРЭМ без предварительного поэтапного прекращения процесса перекрестного субсидирования приведет к резкому, более чем в 2 раза, увеличению уровня тарифов для населения и других бюджетозависимых потребителей.

Наиболее остро данная проблема на момент проверки встала в Белгородской области, энергосистема которой наиболее зависима от ФОРЭМ. Доля крупных промышленных потребителей в полезном отпуске электроэнергии указанной энергосистемы составляет 66 процентов. Крупнейшими потребителями являются ОАО “Лебединский ГОК”, ОАО “Оскольский электрометаллургический комбинат” и ОАО “Стойленский ГОК”. При одномоментном выходе указанных потребителей на ФОРЭМ потеря выручки ОАО “Белгородэнерго” составит 4711,7 млн. рублей, а дефицит средств составит 1787,0 млн. рублей. Таким образом, ОАО “Белгородэнерго” будет практически не в состоянии своевременно и в полном объеме оплачивать получаемую с ФОРЭМ электроэнергию. Это может привести к ограничениям, а возможно, и к отключениям тех потребителей Белгородской области, которые не имеют выхода на ФОРЭМ, а также приведет к банкротству энергосистемы. Для компенсации дефицита средств энергосистемы при одномоментном выходе на ФОРЭМ указанных потребителей тариф для населения должен быть увеличен в 2,2 раза и составит 111,4 коп./кВт/ч против 49,2 коп./кВт/ч, действующих на 31 октября 2002 года; тариф для бюджетных организаций должен быть увеличен в 3,6 раза и составит 130,6 коп./кВт/ч. Таким образом, величина среднего тарифа для оставшихся потребителей увеличится в 1,6 раза и составит 114,5 коп./кВт/ч к действующему 70,25 коп./кВт/ч.

Для исключения описанной выше ситуации целесообразно осуществлять поэтапный вывод на ФОРЭМ крупных потребителей электроэнергии одновременно с реализацией процесса ликвидации перекрестного субсидирования.

В ходе настоящей проверки проведен анализ результатов регулирования тарифов на производство и реализацию электро- и теплоэнергии в 2000-2001 годах. Анализ показал, что на протяжении всего рассматриваемого периода имело место субсидирование потребителей теплоэнергии за счет потребителей электроэнергии. В тарифе на электроэнергию региональными энергетическими комиссиями закладывались завышенные суммы прибыли, направляемые на возмещение убытка по теплоэнергии, а также суммы на финансирование областных программ. Так, по ОАО “Белгородэнерго” в 2000 году была согласована сумма убытка в размере 59,8 млн. рублей, фактические убытки составили 80,8 млн. рублей. В 2001 году аналогичные показатели составили 137,9 млн. рублей и 146,6 млн. рублей соответственно. Кроме того, на финансирование областных программ в 2000 году в прибыль заложено 159,0 млн. рублей, в 2001 году - 256,4 млн. рублей, что привело к удорожанию среднего тарифа на электроэнергию в 2000 году на 1,3 коп./кВт/ч, в 2001 году - на 1,5 коп./кВт/ч и, как следствие, к увеличению тарифов по группам потребления. Следует отметить высокий уровень рентабельности и в ОАО “Свердловэнерго”. На 2000 год он был утвержден РЭК на уровне 18 %, в том числе в производстве электроэнергии - 20,5 %, теплоэнергии - 8,9 %, на 2001 год - 18,5 %, в том числе в производстве электроэнергии - 21,1 %, теплоэнергии - 8,7 процента.

При пересмотре тарифов на энергоресурсы в Свердловской области имело место нарушение порядка утверждения тарифов, определенного постановлением Правительства Российской Федерации от 4 февраля 1997 года № 121. Окончательное утверждение тарифа производится постановлениями правительства области с учетом экономической ситуации в регионе, а не на основе обосновывающих расчетов энергосистемы, подтверждающих необходимость пересмотра тарифов. Фактически величина тарифа пересматривается и утверждается дважды: в результате рассмотрений рабочей группы РЭК, что подтверждается протоколами заседаний, а затем на уровне правительства об-

ласти - постановлениями. При этом величина тарифа может меняться в ту или другую сторону в зависимости от экономической ситуации в области.

Следует отметить положительный момент в практике регулирования тарифов в Свердловской области. В основу тарифной политики ОАО “Свердловэнерго” на 2001-2002 годы заложен принцип, суть которого заключается в следующем: тарифы на электрическую и тепловую энергию планируется сохранять неизменными в течение всего финансового года при условии отсутствия форс-мажорных обстоятельств, влекущих резкое ухудшение финансово-экономического положения общества. Предлагается практика пересмотра действующих тарифов в начале финансового года, одновременно с процессом формирования бюджетов, с заблаговременным утверждением и опубликованием прейскуранта ценовых ставок. Таким образом, реальные расходы бюджета, связанные с оплатой электрической и тепловой энергии и выделением дотаций жилищным организациям при оплате тепловой энергии, будут учитываться при формировании бюджета Свердловской области, что позволит привести соответствующие статьи расхода бюджета в соответствие с доходной частью (источниками). Данная практика применена ОАО “Свердловэнерго” по согласованию с правительством области и РЭК при утверждении тарифов на 2002 год.

Таким образом, тарифная политика проверяемых ОА-энерго в 2000-2001 годы формировалась в условиях роста цен на топливо, покупную энергию, размера абонентной платы за услуги РАО “ЕЭС России” и с учетом практики РЭК и правительств областей по поэтапному росту тарифов в течение года с учетом экономической ситуации в области, а также сдерживания роста эксплуатационных затрат на производство и реализацию электрической и тепловой энергии, включая капитальные и текущие ремонты по поддержанию основных производственных фондов в работоспособном состоянии.

Сдерживание роста тарифов за счет снижения затрат, связанных с поддержанием основных фондов в работоспособном состоянии, может отрицательно сказаться впоследствии на устойчивой работе и дальнейшем развитии энергосистем.

Вместе с тем проверка показала, что у АО-энерго имеются резервы и возможность продолжать работу по экономии затрат.

В ходе проверки обоснованности изменения тарифов на энергоресурсы проведен анализ затрат на производство и реализацию электрической и тепловой энергии в ОА-энерго и структуры себестоимости. Динамика изменения себестоимости продукции по годам приведена в таблице:

(млн. рублей)			
Энергообъединения	2000 г.	2001 г.	Темп роста, %
ОАО “Свердловэнерго”	13045,3	15962,6	122
ОАО “Белгородэнерго”	3361,9	4544,5	135
ОАО “Кубаньэнерго”	4439,0	6033,7	136
ОАО “Читаэнерго”	1757,2	2501,0	142

Анализ структуры себестоимости показал, что основную долю в структуре занимают так называемые “внешние затраты” (топливо, покупная энергия, абонентная плата), которые оказывают существенное влияние на рост себестоимости продукции. Так, по ОАО “Свердловэнерго” удельный вес “внешних затрат” составлял 63 % в 2000 году и 67 % в 2001 году; по ОАО “Кубаньэнерго” - 65,1 % и 68,3 %; по ОАО “Белгородэнерго” - 81,4 % и 83 %; по ОАО “Читаэнерго” - 50,4 % и 58,3 % соответственно. Увеличение наблюдалось по всем статьям затрат, но различными темпами.

ОАО “БЕЛГОРОДЭНЕРГО”

В 2000 году “внешние затраты”, зависящие в основном от внешних факторов, возросли на 45 %, в 2001 году - на 47 %, в том числе:

- стоимость топлива - в 2000 году на 32 %, в 2001 году - на 31 %;
- стоимость покупной энергии - соответственно на 43,2 % и на 44,8 %;

- абонентная плата за услуги РАО "ЕЭС России" - на 70 % и на 52,5 процента.

Прирост условно-постоянных затрат (внутренних) составил в 2000 году 44 %, в 2001 году - 29 процентов.

Наибольший рост наблюдался по следующим статьям затрат:

- расходы на оплату труда - в 2000 году на 54,3 %, в 2001 году - на 43 %;
- отчисления на социальные нужды - соответственно на 54,9 % и на 32 %;
- расходы на ремонты - на 36,2 % и на 36,2%;
- амортизация основных средств - на 54,9 % и на 8,5 процента.

ОАО "КУБАНЬЭНЕРГО"

В 2000 году "внешние затраты" возросли на 44,0 %, в 2001 году - на 43,8 %, в том числе:

- стоимость топлива на технологические цели возросла в 2000 году на 29,2 %, в 2001 году на - 11,1 %;
- стоимость покупной энергии - соответственно на 48,3 % и на 53,0 %;
- абонентная плата за услуги РАО "ЕЭС России" - на 64,7 % и на 67,5 процента.

Прирост условно-постоянных затрат (внутренних) составил в 2000 году 23,4 %, в 2001 году - 23,1 процента .

Наибольший рост наблюдался по следующим статьям затрат:

- услуги производственного характера в части выполнения ремонтных работ подрядным способом - в 2000 году на 17,1 %, в 2001 году - на 1,8 %;
- заработная плата с отчислениями во внебюджетные фонды - соответственно на 7,6 % и на 43,9 %;
- амортизация основных фондов - на 10,6 % и на 84,8 %;
- прочие затраты (относимые на себестоимость, но не участвующие непосредственно в процессе производства и передачи энергии) - на 50,1 % и на 14,4 процента.

ОАО "СВЕРДЛОВЭНЕРГО"

В 2000 году "внешние" затраты возросли на 18 %, в 2001 году - на 26 процентов.

Основные факторы, приведшие к росту затрат:

- по топливной составляющей в 2000 2001 годах увеличение составило 33 %;
- по покупной энергии в 2000 году наблюдалось снижение на 77 %, в 2001 году увеличение составило 74 процента. (Снижение затрат на покупную энергию было связано со снижением объема покупаемой энергии с 5922,6 млн. кВт/ч до 180,1 млн. кВт/ч. В 2000 году планировалась продажа электроэнергии на ФОРЭМ в размере 10 млн. кВт/ч. Фактически энергосистема купила с ФОРЭМ 180,1 млн. кВт/ч в связи с ограничениями поставок газа и неплановыми ремонтами оборудования.);

- абонентная плата за услуги РАО "ЕЭС России" выросла в 2000 году на 61 %, в 2001 году - на 72 процента.

Прирост эксплуатационных затрат в 2000 году составил 39 %, в 2001 году - 9 процентов.

Наибольший рост наблюдался по следующим статьям затрат:

- заработная плата с отчислениями на социальные нужды - в 2000 году на 72 %, в 2001 году - на 16 %;
- отчисления в ремонтный фонд - соответственно на 55 % и на 11 %;
- отчисления на НИОКР - на 443 % и на 42 %;
- отчисления на содержание ТУ Госэнергонадзора - на 27 % и на 27 %;
- арендная плата за объекты РАО "ЕЭС России" - на 1 % и на 29 %;
- амортизация основных средств - на 0,4 % и на 30,1 процента.

ОАО "ЧИТАЭНЕРГО"

В 2000 году "внешние затраты" возросли на 11,0 %, в 2001 году - на 65 %, в том

числе:

- стоимость топлива на технологические цели возросла в 2000 году на 27,3 %, в 2001 году - на 52,1 %;
- стоимость покупной энергии - на 25,1 % и на 86,7 %;
- абонентная плата за услуги РАО "ЕЭС России" снизилась в 2000 году на 40,3 % и увеличилась в 2001 году на 67,5 процента.

Прирост условно-постоянных затрат (внутренних) составил в 2000 году 60,0 %, в 2001 году - 20,0 процента.

В структуре условно-постоянных затрат наиболее значительный рост произошел по следующим статьям:

- расходы на оплату труда - в 2000 году на 64,7 %, в 2001 году - на 35,4 %;
- отчисления на социальные нужды - соответственно на 65,2 % и на 28,0 %;
- расходы на ремонты - на 34,2 % и на 13,7 %;
- амортизация основных средств - на 4,7 % и на 4,2 процента.

Таким образом, наибольший темп роста отмечен по следующим статьям затрат: стоимость топлива; стоимость покупной энергии; абонентная плата за услуги РАО "ЕЭС России", расходы на оплату труда; отчисления на социальные нужды; расходы на ремонты; отчисления на содержание ТУ Госэнергонадзора; амортизация основных средств.

Увеличение расходов на топливо вызвано изменением цены топлива и объемов выработки электро- и теплоэнергии.

Изменение цены на газ производилось с 1 мая 2000 года согласно постановлению ФЭК России от 14 апреля 2000 года №18/1.

Рост затрат на покупную энергию связан с увеличением объема покупаемой энергии, а также с изменением цены. Изменение цены на покупную энергию производилось по постановлениям ФЭК России:

	Ставка, тыс. руб./кВт/ч	Период действия	Постановление
Электроэнергия Мощность	102,38 38915,98	1 февраля - 1 мая 2000 года	от 22 октября 1999 года № 47/3
Электроэнергия Мощность	138,2 52536,58	1 мая 2000 года - 1 января 2001 года	от 21 апреля 2000 года № 22/6
Электроэнергия Мощность	165,09 64062,70	1 января - 1 июня 2001 года	от 1 декабря 2000 года № 70/9
Электроэнергия Мощность	189,85 73672,11	1 июня 2001 года - 1 марта 2002 года	от 10 мая 2001 года № 29/5

Рост затрат по абонентной плате произошел за счет двух факторов: увеличение объема полезного отпуска энергии и изменение цены.

Изменение цены по абонентной плате производилось по постановлениям ФЭК России:

Ставка, тыс. руб./кВт/ч	Период действия	Постановление
19,90	1 января - 10 апреля 2000 года	от 19 февраля 1999 года № 6/2
35,01	11 апреля - 31 декабря 2000 года	от 31 марта 2000 года № 16/7
40,45	1 января - 30 апреля 2001 года	от 20 декабря 2000 года № 77/2
53,93	1 мая - 31 декабря 2001 года	от 11 апреля 2001 года № 22/3

Рост расходов на оплату труда обусловлен следующими факторами:

- повышением ставки рабочего 1 разряда в соответствии с Отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетическом комплексе РФ на 30,8 %;
- ростом численности ППП;
- увеличением выплат за выслугу лет, условия труда и многосменный режим работы за счет увеличения тарифных ставок (окладов);

- увеличением размера вознаграждения по итогам работы за год;
- увеличением размера всех видов премий за счет роста тарифных ставок;
- увеличением выплат на оплату отпусков за счет прироста по вышеперечисленным факторам;
- ростом прочих видов доплат.

Прирост амортизационных отчислений связан с вводом основных фондов.

Внебюджетный фонд НИОКР РАО "ЕЭС России" образован в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 23 августа 1996 года №127-ФЗ "О науке и государственной научно-технической политике". Норматив отчислений определен в размере 1,5 % себестоимости производимой продукции (работ, услуг).

Несмотря на рост, отчисления во внебюджетные фонды (НИОКР) по энергосистемам ниже установленного норматива.

Рост затрат на ремонты вызван ростом стоимости материалов и запасных частей.

Таким образом, рост себестоимости продукции обусловлен объективными экономическими причинами и, в большей мере, зависит от факторов, не зависящих от энергосистем. Однако у обществ есть резервы для продолжения работы по экономии как собственных затрат, так и внешних, в частности по топливной составляющей, по сокращению затрат на оплату труда за счет сокращения управленческого персонала.

Финансовые показатели в части сбыта продукции и расчетов с кредиторами

Финансовые показатели в части сбыта продукции и расчетов с кредиторами по АО-энерго существенно улучшились. За счет высокого уровня реализации и большого объема, поступающих от потребителей средств, обществам удалось сократить кредиторскую задолженность, реструктуризировать значительную ее часть и полностью погасить долги в бюджет. В то же время процесс взыскания с потребителей накопившейся задолженности сопровождается списанием большого объема безнадежной дебиторской задолженности, что отрицательно влияет на финансовые результаты АО-энерго.

Динамика дебиторской и кредиторской задолженности приведена в таблице:

Энергообъединения	2001 г.		2002 г.	
	Кредиторская задолженность	Дебиторская задолженность	Кредиторская задолженность	Дебиторская задолженность
ОАО "Свердловэнерго"	10428,0	5311,0	8590,4	4072,5
ОАО "Белгородэнерго"	708,7	716,3	434,8	560,7
ОАО "Читаэнерго"	431,9	502,7	403,3	424,1
ОАО "Нижегородэнерго"	4845,1	4501,3	3916,2	3741,7
ОАО "Кубаньэнерго"	4672,3	1694,2	1823,6	1365,7

Данные таблицы свидетельствуют, что по всем проверенным энергосистемам произошло снижение объемов кредиторской и дебиторской задолженности.

ОАО "БЕЛГОРОДЭНЕРГО"

В течение 2001 года дебиторская задолженность по сравнению с 2000 годом снизилась на 155,6 млн. рублей, или на 21,7 %, и на 1 января 2002 года составила 560,7 млн. рублей.

Доля дебиторской задолженности в общем объеме текущих активов снизилась с 78,1 % до 68,6 %, в том числе доля дебиторской задолженности покупателей и заказчиков в общем объеме текущих активов уменьшилась с 66,5 % до 58,0 процента.

В структуре дебиторской задолженности за проверяемый период отсутствует долгосрочная задолженность.

Доля просроченной дебиторской задолженности, превышающей годовой срок давности, на 1 января 2002 года составляет 69,2 процента. В ее структуре основной вес (81,6

%) приходился на дебиторскую задолженность, образовавшуюся в процессе основной деятельности общества.

По состоянию на 1 января 2002 года кредиторская задолженность по ОАО “Белгородэнерго” (краткосрочная) составила 377885 тыс. рублей, на 1 января 2001 года - 708791 тыс. рублей. Снижение - на 330906 тыс. рублей, или 46,7 процента.

В проверяемом периоде дебиторская задолженность не превышала кредиторскую. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности на 1 января 2002 года был ниже аналогичного показателя по дебиторской задолженности на 1,48 (на 1 января 2001 года - на 0,39), соответственно средний срок оборота кредиторской задолженности меньше на 6,3 дня (на 1 января 2001 года - на 8,5 дня).

Темп снижения дебиторской задолженности в 2000-2001 годах незначительно превышал темп снижения кредиторской задолженности.

ОАО “КУБАНЬЭНЕРГО”

Общий объем дебиторской задолженности за проверяемый период снизился с 2909,1 млн. рублей на 1 января 2000 года до 2348,7 млн. рублей (на 19,3 %) на 1 января 2001 года и до 2018,1 млн. рублей (на 14,1 %) на 1 января 2002 года.

Доля дебиторской задолженности в общем объеме активов общества также соответственно снизилась с 33,0 % до 21,9 % и до 20,7 процента.

Величина краткосрочной дебиторской задолженности на 1 января 2000 года составляла 2825,2 млн. рублей (97 % общего объема задолженности) и за 2000 год снизилась на 572,2 млн. рублей, или на 20,3 %, до 2253,0 млн. рублей (96 % общего объема задолженности), а за 2001 год - на 325,2 млн. рублей, или на 14,6 %, до 1927,8 млн. рублей (96 % общего объема задолженности).

Динамика изменения доли просроченной дебиторской задолженности (свыше 3 месяцев) имела противоположную тенденцию: на 1 января 2000 года - 47,1 % (1332,0 млн. рублей), на 1 января 2001 года - 67,0 % (1509,2 млн. рублей) и на 1 января 2002 года - 79,5 % (1533,5 млн. рублей); то есть структура задолженности ухудшилась.

Кредиторская задолженность ОАО “Кубаньэнерго” в проверяемом периоде также имела устойчивую тенденцию к снижению. Так, за 2000 год произошло сокращение с 5218,9 млн. рублей до 4672,3 млн. рублей (на 546,6 млн. рублей, или на 11,7 %) и за 2001 год до 1823,6 млн. рублей (снижение на 2848,7 млн. рублей, или на 57,9 %). Темп снижения кредиторской задолженности в 2000 году был ниже, чем дебиторской, а в 2001 году - наоборот, кредиторская задолженность снижалась более высокими темпами.

Сравнительный анализ дебиторской и кредиторской задолженности показывает, что в ОАО “Кубаньэнерго” сумма кредиторской задолженности значительно преобладает над суммой дебиторской: соотношение на 1 января 2000 года - 1,8; на 1 января 2001 года - 2,1; на 1 января 2002 года - 1,5. В общей сумме кредиторской задолженности удельный вес краткосрочной по состоянию на 1 января 2002 года составляет 61,9 процента.

ОАО “ЧИТАЭНЕРГО”

Величина краткосрочной дебиторской задолженности на 1 января 2000 года на составляла 719,4 млн. рублей и за 2000 год снизилась до 502,7 млн. рублей (на 216,7 млн. рублей, или на 33,3 %), а за 2001 год - до 424,1 млн. рублей (на 78,6 млн. рублей, или на 15,6 %). Долгосрочная задолженность на момент проверки отсутствовала.

Доля дебиторской задолженности в общем объеме активов общества также снизилась с 22,9 % на 1 января 2000 года до 16,5 % на 1 января 2001 года и до 13,9 % на 1 января 2002 года.

Динамика изменения просроченной задолженности (свыше 3 месяцев) имела противоположную тенденцию: 30,2 % - на 1 января 2000 года, 48,7 % - на 1 января 2001 года и 52,2 % - на 1 января 2002 года, то есть имеет место ухудшение структуры задолженности.

Кредиторская задолженность (краткосрочная) ОАО «Читаэнерго» в проверяемом периоде также имела устойчивую тенденцию к снижению, сократившись за 2000 год с 575,9 млн. рублей до 431,9 млн. рублей (на 25,0 %) и за 2001 год до 403,3 млн. рублей (на 6,6 %). Доля кредиторской задолженности в структуре совокупных пассивов также соответственно снизилась с 18,4 % до 14,2 % и до 13,3 процента. Просроченная кредиторская задолженность отсутствовала.

Сравнительный анализ дебиторской и кредиторской задолженности показывает, что в ОАО «Читаэнерго» сумма дебиторской задолженности несколько преобладает, но приближается к сумме кредиторской задолженности (соотношение на отчетные даты: 1,2, 1,2, 1,1), темпы сокращения дебиторской задолженности выше темпов сокращения кредиторской задолженности. Причина этого в более высокой скорости обращения кредиторской задолженности по сравнению с дебиторской.

ОАО «СВЕРДЛОВЭНЕРГО»

Величина дебиторской задолженности снизилась с 8416,1 млн. рублей в 2000 году до 5324,1 млн. рублей в 2001 году, ее доля в общем объеме текущих активов также снизилась с 67,99 % до 63,58 процента. Структура дебиторской задолженности в 2000 году характеризуется преобладающей долей краткосрочной задолженности (98,7 %), в том числе просроченная задолженность составила 5,6 процента. Доля краткосрочной дебиторской задолженности в течение 2000 года сократилась на 20,1 процента. Доля долгосрочной дебиторской задолженности составила на начало 2000 года 0,9 % и в течение года увеличилась на 0,4 процента.

В структуре дебиторской задолженности 2001 года основная доля приходится на краткосрочную дебиторскую задолженность (98,7 %), и за год ее доля увеличилась до 98,9 %, в том числе доля просроченной дебиторской задолженности выросла с 5,6 % до 71,2 процента. Доля долгосрочной задолженности снизилась за год с 1,3 % до 1,1 процента.

В 2000 году снижение кредиторской задолженности составило 1239,9 млн. рублей. В 2001 году кредиторская задолженность снизилась по отношению к 1 января 2001 года на 4005,9 млн. рублей.

Снизившись в абсолютном выражении, кредиторская задолженность существенно изменилась по структуре: ее доля в структуре пассива сократилась с 48 % на 1 января 2001 года до 28 % на конец 2001 года. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности увеличился с 1,42 в 2000 году до 1,95 в 2001 году. Величина просроченной задолженности снизилась в 2000 году с 4273,6 млн. рублей до 3060,3 млн. рублей (с 38,3 % до 30,8 %); в 2001 году она уменьшилась до 2463,1 млн. рублей, но ее доля в структуре краткосрочной кредиторской задолженности увеличилась до 41 процента.

Объем кредиторской задолженности общества превышает объем дебиторской задолженности.

Обществом проводится политика замещения кредиторской задолженности заемными средствами, что объясняется их сравнительной дешевизной и позволяет избежать санкций кредиторов за несвоевременное исполнение обязательств. Данный способ является более цивилизованным способом пополнения оборотных средств Общества по сравнению с неплатежами.

ОАО «НИЖНОВЭНЕРГО»

Общий объем дебиторской задолженности за проверяемый период снизился с 4768,8 млн. рублей на 1 января 2000 года до 4501,3 млн. рублей (на 5,9 %) на 1 января 2001 года и до 3741,7 млн. рублей (на 20,3 %) на 1 января 2002 года.

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности увеличился с 1,64 в 2000 году до 2,14 в 2001 году, соответственно срок оборота снизился с 218,9 дня до 168 дней. Однако доля дебиторской задолженности в объеме текущих активов Общества

очень велика и изменилась за два года незначительно: 83,2 %, 83,1 % и 82,8 % соответственно. Возросла доля просроченной задолженности с 46,1 % на 1 января 2000 года до 53,0 % на 1 января 2002 года.

Кредиторская задолженность ОАО “Нижновэнерго” имела тенденцию к снижению. За 2000 год произошло ее сокращение с 5228,8 млн. рублей до 4845,1 млн. рублей (на 7,9 %), а за 2001 год - до 3916,2 млн. рублей (на 57,9 процента).

Темп снижения кредиторской задолженности в 2000-2001 годах был выше темпов снижения дебиторской задолженности. Удельный вес просроченной кредиторской задолженности снизился с 81,0 % на начало 2001 года до 42,2 % на конец 2001 года. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности увеличился с 1,51 в 2000 году до 2,02 в 2001 году, соответственно срок оборота снизился с 227,9 дня до 178,6 дня.

Следует отметить, что, несмотря на положительную динамику состояния дебиторской задолженности, ситуация со структурой дебиторской задолженности по-прежнему остается сложной. В составе дебиторской задолженности растет доля трудновзыскиваемой задолженности.

В связи с отрицательной динамикой трудновзыскиваемой дебиторской задолженности на убытки предприятий были списаны следующие суммы дебиторской задолженности: ОАО “Свердловэнерго” в 2000 году - 97,3 млн. рублей, в 2001 году - 480,9 млн. рублей; ОАО “Белгородэнерго” в 2001 году - 32,0 млн. рублей; ОАО “Читаэнерго” в 2001 году - 24,0 млн. рублей; ОАО “Кубаньэнерго” в 2000 году - 1,0 млн. рублей, в 2001 году - 26,9 млн. рублей, ОАО “Нижновэнерго” в 2000 году - 0,2 млн. рублей, в 2001 году - 118,9 млн. рублей.

Анализ проводимой обществами претензионно-исковой работы показывает, что наиболее часто АО-энерго выступают в арбитражных судах в качестве третьего лица или ответчика по договорам уступки прав требования.

Участие в договорах переуступки прав требования ведет за собой комплекс договорных взаимоотношений с многочисленными организациями-посредниками, что усложняет расчеты и проведение контрольной работы за выполнением договоров, увеличивает риск от недобросовестных отношений.

Показателен пример судебных разбирательств между ОАО “Белгородэнерго” и ОАО “Рязанская ГРЭС”, являющимся одним из крупнейших поставщиков электроэнергии ОАО “Белгородэнерго” через ФОРЭМ.

Состояние платежей в бюджеты всех уровней и внебюджетные фонды

Начисление и уплату налогов в бюджеты всех уровней АО-энерго производят на условиях соблюдения федерального и регионального законодательства, указаний вышестоящих организаций с учетом специфики экономического состояния региона.

В целом по энергосистемам ситуация по уплате платежей в бюджет и внебюджетные фонды значительно улучшилась по сравнению с 2000 годом. На 1 января 2002 года отсутствует просроченная задолженность в бюджеты всех уровней.

В 2001 году в целях оздоровления финансового состояния акционерных обществ и снижения задолженности перед бюджетами всех уровней проведена большая работа по ее реструктуризации, а также списанию части штрафов и пени.

Текущие платежи производятся обществами в 100 % объеме денежными средствами.

В проверяемом периоде АО-энерго пользовались льготами по налогам, предоставляемыми действующим законодательством, а именно по налогу на имущество предприятия, по налогу на прибыль.

При достаточно благоприятной ситуации с платежами во внебюджетные фонды в целом по рассматриваемым энергосистемам необходимо отметить сложную ситуацию

на момент проверки по указанному виду платежей в ОАО “Кубаньэнерго”.

Общая кредиторская задолженность по указанной энергосистеме перед внебюджетными фондами (Пенсионным, медицинского страхования, занятости и социального страхования) на 1 января 2000 года составляла 38,4 млн. рублей, в том числе 6,0 млн. рублей, или 18,6 %, - пени и штрафы. Наибольшая задолженность имела перед Пенсионным фондом (27,7 млн. рублей, или 71,9 процента). В 2000 году начислено во все фонды 206,8 млн. рублей, внесено 209,8 млн. рублей.

По состоянию на 1 января 2001 года общая задолженность перед внебюджетными фондами снизилась и составила 27,9 млн. рублей, в том числе пени и штрафы - 3,9 млн. рублей, или 14,0 процента. По-прежнему наибольшая задолженность у общества существует перед Пенсионным фондом (21,2 млн. рублей, или 75,6 процента). За 2001 год начислено во внебюджетные фонды 257,8 млн. рублей, перечислено 229,1 млн. рублей. К концу 2001 года задолженность перед внебюджетными фондами увеличилась в 2,0 раза по отношению к началу 2001 года и по состоянию на 1 января 2002 года составила 56,1 млн. рублей. Вся задолженность имеет нереструктурированный характер. Удельный вес задолженности в Пенсионный фонд составил 82,2 % от всей суммы задолженности во внебюджетные фонды.

За проверяемый период при общем росте задолженности во внебюджетные фонды в 1,6 раза наиболее быстрыми темпами увеличивалась задолженность перед Пенсионным фондом. Возможности по реструктуризации задолженности и списанию пени во внебюджетные фонды, предоставляемые соответствующими нормативными актами (Указ Президента Российской Федерации от 29 января 2000 года № 116 “О дополнительных мерах по нормализации расчетов с Пенсионным фондом Российской Федерации” и постановление Правительства Российской Федерации от 1 октября 2001 года № 699 “О порядке и условиях проведения реструктуризации задолженности по страховым взносам в государственные социальные внебюджетные фонды, начисленным пеням и штрафам, имеющимся у организаций по состоянию на 1 января 2001 года”) Обществом использованы не были.

Анализ кредитной политики

Анализ кредитной политики рассматриваемых АО-энерго показал, что основная масса кредитных ресурсов привлекалась с целью пополнения оборотных средств предприятий. При острой нехватке собственных средств для обеспечения нормальной финансово-хозяйственной деятельности предприятия использовали кредитные ресурсы в основном для оплаты топлива (угля, газа и мазута), транспортных расходов по доставке угля (железнодорожного тарифа), абонентной платы РАО “ЕЭС России”, для выплаты заработной платы, уплаты налогов, а также для погашения ранее взятых кредитов.

В качестве обеспечения привлекаемых кредитов закладывались товарно-материальные ценности (уголь, мазут, транспортные средства и оборудование), а также использовалось поручительство третьих лиц.

Наряду с объективными причинами, вызвавшими необходимость привлечения кредитных ресурсов, имело место необоснованное привлечение кредитных ресурсов. Так, при достаточном объеме собственных оборотных средств, высоком проценте сбора денежных средств с потребителей (101 % в 2001 году) ОАО “Белгородэнерго” активно привлекало кредитные ресурсы, увеличив их объем в 2001 году.

В 2000 году обществом привлечено 30 кредитных договоров на общую сумму 148,48 млн. рублей. Все кредиты получены во Внешторгбанке (г. Белгород) в рублях. Процентная ставка по кредитным договорам изменялась от 18,0 % до 22,0 процента. В обеспечение предоставляемых кредитных ресурсов выставлялись средства, находящиеся на расчетных счетах Общества, а также имущество предприятия. Объем привлекаемых в 2001 году кредитных ресурсов возрос в 5,4 раза - до 808,24 млн. рублей. В 2001

году ОАО “Белгородэнерго” заключено 33 кредитных договора.

Основная часть полученных кредитов затрачена на оплату покупной электроэнергии (77,6 % в 2000 году и 64,8 % в 2001 году).

Высок удельный вес кредитных ресурсов, использованных для расчетов с посредниками на ФОРЭМ (53,3 % в 2000 году и 57,6 % в 2001 году).

Выросла доля кредитов, привлекаемых для расчетов по абонентной плате (1,6 % и 17,6 % соответственно), а объем этих кредитов увеличился в 61,8 раза.

Удельный вес кредитов, взятых ОАО “Белгородэнерго” для расчетов по заработной плате, снизился с 1,3 % до 0,8 %, в то время как в денежном выражении сами кредиты, привлеченные для этих целей, выросли с 2,0 млн. рублей до 6,7 млн. рублей - в 3,35 раза.

В 2001 году Общество получает кредиты на приобретение векселей, чего не было в 2000 году. Получение Обществом кредитов на покупку векселей приводит к выводу средств из хозяйственного оборота (в 2001 году - 0,3 млн. рублей), при этом векселя приобретаются и передаются по номиналу, не принося дохода Обществу.

Помимо кредитных ресурсов общества в 2001 году привлекали средства по договорам займа.

Некоммерческое партнерство “Центр содействия реформам энергетики” по договору от 18 декабря 2001 года предоставило АО-энерго целевой заем, предназначенный для погашения недоимки перед федеральным бюджетом, погашения кредиторской задолженности перед поставщиками топлива и за оказанные услуги. Заем и проценты по нему окончательно должны быть погашены в декабре 2006 года, согласно графику платежей для каждой энергосистемы. Право требования задолженности по займам передано Центром содействия реформам энергетики РАО “ЕЭС России” по договору уступки требования от 29 декабря 2001 года № ДЦ-01.

Таким образом, результатом указанной операции для энергосистем стало погашение долга перед поставщиками топлива и электроэнергии, перед бюджетом и возникновение его перед РАО “ЕЭС России”.

Отвлечение средств АО-энерго на инвестиции

Проверка отвлечения средств АО-энерго на инвестиции в другие общества, показала, что долгосрочные финансовые вложения за проверяемый период были малоэффективны и отвлекали финансовые ресурсы из хозяйственного оборота предприятий.

Долгосрочные финансовые вложения АО-энерго имели следующую динамику:

(на начало года, млн. рублей)

Энергообъединения	2000 г.	2001 г.	2002 г.
ОАО “Кубаньэнерго”	1091,4	208,9	199,4
ОАО “Читаэнерго”	1,6	3,7	3,7
ОАО “Свердловэнерго”	183,0	128,9	861,8
ОАО “Нижновэнерго”	379,0	393,5	398,2
ОАО “Белгородэнерго”	3,3	3,2	3,9

Анализ эффективности осуществляемых вложений показал следующее:

1. Доход от вложений ОАО “Кубаньэнерго” составил 17,0 тыс. рублей в 2001 году от участия в ОАО АКБ “Югбанк”;

2. ОАО “Читаэнерго” по акциям банков были получены дивиденды в сумме 62,0 тыс. рублей в 2000 году и 19,0 тыс. рублей в 2001 году;

3. ОАО “Свердловэнерго” в 2000 году были получены дивиденды от участия в дочерних, зависимых и других обществах в сумме 8408669 рублей, в том числе от:

- ООО “Уральский банк реконструкции и развития” - 104987 рублей;
- ЗАО “Уралсибсоцбанк” - 89482 рубля;
- ООО страховая компания “Кольцо Урала” - 33732 рубля;
- ООО “Урал-Австро-инвест” - 7583579 рублей;

- ОАО страховая акционерная компания “Энергогарант” - 2321 рубль;
- ОАО “Уралтрансбанк” - 594568 рублей.

Среднегодовая величина долгосрочных финансовых вложений в 1999 году составляла 197,8 млн. рублей. Таким образом, доходность составила 4,3%, что недостаточно эффективно.

В 2001 году доходность по вложениям ОАО “Свердловэнерго” снизилась, сумма полученных дивидендов составила 4587003 рубля, что в 1,8 раза ниже, чем в 2000 году. Дивиденды были получены от следующих хозяйствующих субъектов:

- ОАО “Уралтрансбанк” - 839390 рублей;
- ОАО страховая акционерная компания “Энергогарант” - 497 рублей;
- ЗАО “Уралсибсоцбанк” - 29653 рубля;
- Фонд охраны здоровья энергетиков - 1819751 рубль;
- ООО “Урал-Австро-инвест” - 1806183 рубля;
- ООО страховая компания “Кольцо Урала” - 91529 рублей.

Эффективность долгосрочных финансовых вложений в 2000 году была невысокой: при среднегодовой стоимости 151,3 млн. рублей дивиденды получены в сумме 8,4 млн. рублей, то есть на уровне 3,0 процента.

4. ОАО “Белгородэнерго” в 2001 году получен доход в сумме 1,0 тыс. рублей от участия в ОАО КБ “Сбербанк”, в 2002 году получен доход в сумме 24,0 тыс. рублей, в том числе: от участия в Сбербанке РФ - 1,0 тыс. рублей, от САК “Энергогарант” -13,5 тыс. рублей, от ЗАО “Белдорбанк” - 9,5 тыс. рублей.

Таким образом, при среднегодовой величине долгосрочных финансовых вложений в 2000 году (рассчитанной, как среднеарифметическое на начало и на конец года), равной 3262,08 тыс. рублей, доходность составила 0,03 процента. В 2001 году доходность возросла и составила 0,7 процента.

Анализ финансовых результатов деятельности

Анализ финансовых результатов деятельности АО-энерго показал, что в 2000 году энергосистемы работали намного эффективнее по сравнению с 1999 годом, когда их деятельность зачастую была убыточна.

Динамика финансовых результатов деятельности обществ приведена в таблице.

(млн. рублей)

Энергообъединения	2000 г.				2001 г.			
	Выручка	Себестоимость	Прибыль	Рентабельность, %	Выручка	Себестоимость	Прибыль	Рентабельность, %
ОАО “Кубаньэнерго”	5224,3	4608,1	597,3	11	6695,5	6141,9	525,5	8
ОАО “Читаэнерго”	2067,4	1856,6	206,1	10,2	2754,4	2624,7	124,4	4,7
ОАО “Свердловэнерго”	15568,5	13045,3	2402,4	15,4	18539,8	15962,6	2536,9	13,7
ОАО “Нижегородэнерго”	7621,9	6638,2	977,6	12,8	8829,2	7876,4	945,7	10,7
ОАО “Белгородэнерго”	3861,8	3284,9	499,1	12,9	5425,4	4544,5	880,9	16,2

Основная масса прибыли обществ формируется за счет реализации электрической и тепловой энергии. Затраты на производство электрической и тепловой энергии занимают основную долю в себестоимости. Выручка и себестоимость от оказания услуг промышленного и непромышленного характера, при их достаточно больших абсолютных величинах, не играют решающей роли в формировании прибыли. Несмотря на увеличение убытков от финансовой деятельности, прибыли от основной деятельности в 2000-2001 годах оказалось достаточно для покрытия убытков и получения чистой прибыли, что позволило покрыть расходы из прибыли и начислить дивиденды, однако, финансовая ситуация в 2001 году по некоторым системам несколько ухудшилась. Величина чистой прибыли снизилась по отношению к 2000 году, что объясняется опережающими темпами роста себестоимости над темпами роста выручки. Так, чистая (нераспределен-

ная) прибыль 2001 года ОАО “Кубаньэнерго” с учетом чрезвычайных доходов и расходов составила 126,7 млн. рублей, снизившись к уровню 2000 года на 57,5 млн. рублей, или на 31,2 процента. Чистая прибыль 2001 года ОАО “Читаэнерго” с учетом чрезвычайных доходов и расходов составила 34,5 млн. рублей, снизившись к уровню 2000 года на 21,9 млн. рублей, или на 39,1 процента. Чистая прибыль 2001 года ОАО “Свердловэнерго” составила 148,7 млн. рублей, что ниже уровня предыдущего года на 65,2 процента. Чистая прибыль ОАО “Нижновэнерго” составила 112,0 млн. рублей, снизившись к уровню 2000 года на 500,5 млн. рублей, или на 81,7 процента.

Рост чистой прибыли в 2001 году отмечен лишь по ОАО “Белгородэнерго”: ее величина составила 300,2 млн. рублей, что выше уровня предыдущего года на 58,5 процента. Рост обусловлен опережающими темпами роста выручки над темпами роста себестоимости. Прибыль Общества формируется за счет реализации электрической энергии, производство тепловой энергии убыточно. Убыток от производства тепловой энергии в 2000 году составил 68,8 млн. рублей, в 2001 году - 146,6 млн. рублей.

Плановая прибыль АО-энерго формируется на этапе создания годового бизнес-плана, в ноябре-декабре года, предшествующего планируемому. Бизнес-план защищается в РАО “ЕЭС России” и утверждается департаментом экономики Холдинга дочерних обществ РАО “ЕЭС России”. Смета использования прибыли утверждается в рамках бизнес-плана. Смета представляется в РЭК для обоснования необходимого минимального размера балансовой прибыли, совместно с другими документами для утверждения тарифов.

Распределение прибыли по результатам финансового года производилось обществами на основании статьи 48 пункта 11 Федерального закона “Об акционерных обществах” в соответствии с решениями годовых собраний акционеров по направлениям: резервный фонд, фонд накопления, фонд потребления.

Прочие внереализационные расходы из прибыли АО-энерго регламентируются бизнес-планом, в частности, его составляющей - сметой использования прибыли. Данный документ согласовывается с департаментом экономики Холдинга дочерних обществ РАО “ЕЭС России” и утверждается советом директоров Общества. Показатели сметы корректируются один раз в год. Изменение сметы по каким-либо причинам, согласовывается с РАО “ЕЭС России”.

Объем внереализационных расходов составляет порядка 70-80 % всех расходов обществ производимых из прибыли и в проверяемом периоде их объем увеличивается. Так, по ОАО “Кубаньэнерго” внереализационные расходы, производимые в соответствии со сметами использования прибыли, в 2000 году составили 113,6 млн. рублей, в 2001 году - 139,8 млн. рублей. Увеличение произошло за счет роста расходов на капитальное строительство непромышленного назначения (на 73,3 процента). Увеличились также расходы на проведение спортивных и культурно-массовых мероприятий (на 90,5 процента). Одновременно снизились расходы на содержание объектов социальной сферы и ЖКХ за счет передачи в муниципальную собственность объектов социальной сферы (на 87,7 процента). Снизились расходы на благотворительность на 68,4 процента.

По ОАО “Читаэнерго” внереализационные расходы, производимые в соответствии со сметами использования прибыли, в 2000 году составили 2,3 млн. рублей, в 2001 году - 86,1 млн. рублей. Увеличение наблюдается по следующим статьям:

- оплата проезда членам семей работников к месту проведения отпуска проводилась только в 2001 году;
- отчисления профсоюзной организации, в связи с повышением заработной платы, увеличились на 5,2 %;
- оплата путевок на лечение и отдых, подписка на периодические издания, не отно-

симая на себестоимость продукции, в 2000 году не производились, в 2001 году на эти цели затрачено 0,2 млн. рублей;

- расходы на проведение оздоровительных мероприятий, приобретение медикаментов (для медпунктов Общества) возросли на 121,8 %;
- оплата из прибыли труда работников производственной сферы выросла на 76,2%;
- затраты на оплату дополнительно предоставляемых в соответствии с коллективным договором отпусков (увеличение составило 93,8 %);
- расходы на благотворительность - на 16,7 процента.

Расходы на содержание объектов социальной сферы и ЖКХ снизились на 1,7 процента.

Значительную долю в использовании прибыли составляет компенсация работникам отрасли (Общества) 50 % скидок с установленной платы за электроэнергию и теплоэнергию. Если в 2000 году на эти цели было затрачено 3,1 млн. рублей, то в 2001 году - 14,5 млн. рублей (темп роста - 357,5 процента).

Таким образом, основными статьями расходования прибыли ОАО «Читаэнерго» являются строительство, содержание и обслуживание объектов непромышленной сферы, 50 % оплата за электроэнергию и тепловую энергию работникам отрасли. В то же время финансирование затрат по капитальным вложениям в объекты производственного назначения и финансирование НИР и ОКР из прибыли не производится.

Внереализационные расходы ОАО «Свердловэнерго» из прибыли на потребление составили в 2000 году 435,9 млн. рублей, в 2001 году - 534,0 млн. рублей.

Затраты на содержание объектов социальной сферы и ЖКХ уменьшились по сравнению с 2000 годом на 9,4 % и составили 190,6 млн. рублей; детских дошкольных учреждений - 52,0 млн. рублей (увеличение на 15,7 процента). Оплата проезда к месту работы общественным транспортом в 2001 году не производилась. Отчисления профсоюзу составили 3,5 млн. рублей (снижение на 5,1 процента). Затраты на оплату путевок на отдых и лечение, подписки составили 11,4 млн. рублей (снижение на 48,9 процента). Затраты на проведение оздоровительных мероприятий и приобретение медикаментов составили 1,0 млн. рублей (увеличение в 8,3 раза); на проведение спортивных и культурно-массовых мероприятий - 1,7 млн. рублей (в 2000 году такие расходы, согласно смете использования прибыли и ее фактическому исполнению, не планировались и не производились). Оплата труда работников производственной сферы из прибыли составила 78,4 млн. рублей (увеличение на 61,2 процента). На материальную помощь и выдачу ссуд использовано 7,8 млн. рублей (снижение на 17,6 %); на выплату надбавок к пенсиям, на единовременные пособия при выходе на пенсию - 0,7 млн. рублей. Расходы по управлению капиталом составили 4,4 млн. рублей (произошло увеличение в 6,1 раза). Расходы на благотворительность составили 31,7 млн. рублей (увеличение в 29,5 раза).

Прочие расходы составили 158,1 млн. рублей (увеличение на 16,1 %), в том числе:

- лицензии, государственная пошлина - 43,4 млн. рублей (увеличение на 8,7 млн. рублей);
- персональные надбавки, единовременное премирование персонала, не состоящего в штате, доплата к пособиям по безработице - 8,0 млн. рублей (в 2000 году данная статья в смете отсутствует);
- амортизация непромышленного оборудования, износ МБП - 0,7 млн. рублей;
- доплата по командировкам, оплата обучения, повышение квалификации, выплата выходных пособий (при сокращении) - 3,1 млн. рублей.

Следует отметить, что в 2001 году в составе прочих расходов ОАО «Свердловэнерго» отсутствует ряд непрофильных статей расходов, имеющих место в 2000 году, таких как:

- финансирование дочернего сельскохозяйственного предприятия «Энергия» - 12,0 млн. рублей;

- финансирование хоккейной команды “Динамо Энергия” - 7,4 млн. рублей;
- финансирование инвестиционной программы завода “Пневмостроймашина” - 7,4 млн. рублей.

Авансовое расходование прибыли (внереализационные расходы) ОАО “Нижновэнерго” в 2000 году составило 453,2 млн. рублей, увеличившись к уровню 1999 года в 2,7 раза, в 2001 году внереализационные расходы произведены на общую сумму 620,3 млн. рублей.

Финансирование ОАО “Белгородэнерго” внереализационных расходов из прибыли на потребление составило в 2000 году 201,9 млн. рублей, в 2001 году - порядка 341,2 млн. рублей.

Основной объем внереализационных расходов приходится на финансирование областных программ. Так, в 2000 году сумма финансирования указанных программ составила 146,2 млн. рублей (75,3 % всех прочих внереализационных расходов), в том числе:

- по договору № 4 от 18 января 2000 года с УКС администрации Белгородской области - 45,0 млн. рублей на строительство университета;
- по договору № 1 Ф от 17 января 2000 года с ГУП “Белгородский областной Фонд поддержки ИЖС” - 55,0 млн. рублей на финансирование инженерных сетей индивидуального жилищного строительства;
- региональному внебюджетному фонду энергосбережения - 25,6 млн. рублей;
- по договору №761 от 9 июня 2000 года с ООО “Медиа-Мир” - 20,0 млн. рублей на финансирование строительства инженерных сетей радицентра.

В 2001 году доля средств на финансирование областных программ составила 79 % всех прочих внереализационных расходов Общества. Указанные средства перечислялись Обществом в соответствии с договором № 9 от 11 января 2001 года и дополнительными соглашениями к нему (№ 994 от 1 августа 2001 года, № 1201 от 9 августа 2001 года, № 1202 от 31 августа 2001 года, № 1211 от 24 сентября 2001 года).

На основании указанных документов Общество произвело финансирование в сумме 218,5 млн. рублей непосредственно на расчетный счет фонда энергосбережения РЭК Белгородской области. На сумму 26,8 млн. рублей произведено самофинансирование на счет ЗАО “Полиграфия и коммуникация” в целях комплексного оснащения Белгородского государственного университета средствами вычислительной техники для организации учебного процесса. На сумму 3,7 млн. рублей произведено самофинансирование на счет ЗАО “Полиграфия и коммуникация” с целью финансирования Управления образования и науки администрации Белгородской области по комплексному оснащению компьютерной техникой школ Белгородской области; с той же целью произведено финансирование ЗАО “Гармония” в сумме 35,5 тыс. рублей, ЗАО “ЭС-Энерджи” в сумме 232,9 тыс. рублей, ООО “Аветан” на сумму 256,1 тыс. рублей (всего на оснащение классов израсходовано 4,2 млн. рублей). На сумму 1,5 млн. рублей профинансирован на безвозмездной основе ремонт котельной в п. Троицкий на счет МУП “Тепловые сети” г. Губкин.

Значительную долю во внереализационных расходах занимают в 2001 году расходы на благотворительность в сумме 14,2 млн. рублей (4,5 %) (в 2000 году их сумма составляла 2,0 млн. рублей), в том числе 453,7 тыс. рублей - подсветка Преображенского собора, 12,0 млн. рублей - строительство храма в п. Казинка и комплекс с обустройством Вериговского родника у с. Вериговка Валуйского района Белгородской области, 1,1 млн. рублей - реконструкция художественного музея г. Валуйки.

Помимо перечисленных в 2001 году имели место расходы, которых не было в 2000 году:

- на содержание социальной сферы - в сумме 0,8 млн. рублей;
- на погашение стоимости квартир работников - в сумме 4,2 млн. рублей;

- на проведение спортивных мероприятий - 0,2 млн. рублей;
- на проведение культурно-просветительных мероприятий - 3,4 млн. рублей.

Увеличились выплаты совету директоров и ревизионной комиссии с 0,2 млн. рублей в 2000 году до 1,9 млн. рублей в 2001 году. Следует отметить, что все перечисленные расходы сметой использования прибыли ОАО “Белгородэнерго” предусмотрены не были, и финансирование указанных расходов не проходило утверждение на совете директоров Общества. Данные расходы были утверждены советом директоров и собранием акционеров в составе годового отчета об исполнении бизнес-плана по форме 2.7.1 “Расчет чистой прибыли (по отгрузке) на плановый период”.

Таким образом, при увеличении количества физически изношенного и устаревшего оборудования, нехватке средств на реконструкцию и техническое перевооружение энергосистем значительная часть прибыли обществ, получаемой от реализации продукции, расходуется на финансирование непрофильных объектов и программ; тем самым из хозяйственного оборота предприятий отвлекаются финансовые средства, которые могли быть использованы для повышения производственного потенциала энергосистем.

Финансирование энергосистемами указанных расходов из прибыли на потребление практически ничем не регламентировано и не ограничено. Акционеры предприятий вынуждены утверждать уже фактически произведенные расходы из прибыли, отнесенные к внереализационным, и лишь малая часть прибыли подлежит распределению на собрании акционеров. Данная ситуация приводит к бесконтрольному расходованию прибыли энергосистемами, в том числе на непрофильную деятельность.

Финансовый анализ бухгалтерской отчетности энергосистем

В ходе проверки был проведен финансовый анализ бухгалтерской отчетности энергосистем. Результаты финансового анализа приведены в таблице:

Наименование показателя	2000 г.				2001 г.			
	ОАО “Белгородэнерго”	ОАО “Свердловэнерго”	ОАО “Читаэнерго”	ОАО “Кубаньэнерго”	ОАО “Белгородэнерго”	ОАО “Свердловэнерго”	ОАО “Читаэнерго”	ОАО “Кубаньэнерго”
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Показатели, характеризующие платежеспособность								
Общий показатель ликвидности	0,6	0,44	0,71	0,52	0,76	0,58	0,68	0,79
Коэффициент текущей ликвидности	1,29	0,97	1,58	0,76	1,49	1,23	1,49	1,27
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,03	0,0	0,18	0,02	0,03	0,06	0,19	0,05
Коэффициент восстановления платежеспособности	0,64	0,52	0,81	0,37	0,74	1,0	0,72	0,63
Коэффициент критической оценки	1,04	0,74	1,28	0,49	1,05	0,86	1,13	0,87
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Показатели финансовой устойчивости								
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,19	0,01	0,0	0,35	0,22	0,03	0,09	0,28
Коэффициент финансовой независимости	0,75	0,52	0,76	0,45	0,8	0,65	0,76	0,62
Коэффициент финансовой устойчивости	0,75	0,52	0,76	0,45	0,82	0,72	0,76	0,76
Показатели деловой активности								
Фондоотдача	0,15	0,1	0,1	0,09	0,2	0,09	0,1	0,08
Коэффициент оборачиваемости мобильных средств	0,84	0,58	3,84	1,29	0,73	0,75	4,3	1,84
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	3,94	1,42	4,1	1,06	10,05	1,95	6,79	1,8
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	4,33	2,01	4,79	2,06	8,57	3,0	7,14	3,34

Приведенные в таблице значения финансовых показателей позволяют сделать следующие выводы:

- анализ бухгалтерской отчетности ОАО “Кубаньэнерго” показывает недостаточно устойчивое финансовое состояние общества при наличии явной тенденции к его улучшению. ОАО “Кубаньэнерго” испытывает недостаток в оборотных средствах. Ликвидность и платежеспособность Общества также недостаточны. Величина чистых активов за проверяемый период превосходила размер уставного капитала, следовательно, требования Федерального закона “Об акционерных обществах” были соблюдены;

- анализ бухгалтерской отчетности ОАО “Читаэнерго” за 2000-2001 годы свидетельствует о неудовлетворительной структуре баланса, недостаточных ликвидности и платежеспособности Общества. Продолжается рост превышения краткосрочных обязательств над дебиторской задолженностью при одновременном увеличении чистых активов Общества;

- финансовое состояние ОАО “Свердловэнерго” относительно устойчивое, значения показателей ниже рекомендуемых, однако, анализ динамики показателей свидетельствует, что движение происходит в сторону наиболее приемлемых значений. При этом, несмотря на положительную динамику показателей финансовой устойчивости, Обществу хронически не хватает оборотных средств на осуществление нормальной финансовой деятельности. Недостаток собственных оборотных средств к концу 2000 года составил 2779,7 млн. рублей, к концу 2001 года - 2695,1 млн. рублей;

- анализ финансовой отчетности ОАО “Белгородэнерго” свидетельствует об относительно устойчивом финансовом состоянии Общества. Несмотря на то, что значения показателей ниже рекомендуемых, анализ их динамики показывает, что движение происходит в сторону наиболее приемлемых значений, это дает основание полагать, что все обязательства при одновременном предъявлении их акционерному обществу могут быть покрыты его собственными средствами, что говорит о достаточной степени защищенности интересов как акционеров, так и кредиторов.

Выводы

1. Не обеспечено выполнение распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 августа 2001 года № 1040-р “О плане первоочередных мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации”. Из 20 мероприятий, предусмотренных к исполнению в 2001 году, выполнено только 7.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2002 года № 471-р утверждена новая редакция “Плана мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации” и сроки реализации мероприятий перенесены на 2002 год.

2. Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 “О реформировании электроэнергетики Российской Федерации” предусматривается, что реформа электроэнергетики может основываться только на прочной нормативной правовой базе, формирование которой должно иметь опережающий характер и осуществляться при непосредственном участии и контроле государства. Законопроекты по реформированию электроэнергетики России должны быть разработаны и представлены Правительством Российской Федерации в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации в IV квартале 2001 года. Однако Правительство Российской Федерации внесло данные законопроекты в Государственную Думу только в июле 2002 года.

3. Реформирование сектора электроэнергетики, создание конкурентного рынка, организация инвестиционной привлекательности сопряжены с изменением принципов взаимодействия, в первую очередь, между промышленными потребителями и производителями электроэнергии.

Более всего могут быть подвергнуты риску те отрасли, доля энерготарифов которых максимальна в конечной цене продукции. К таким относятся: предприятия нефтеперера-

батывающей промышленности, где 14 % себестоимости продукции составляют затраты на электроэнергию, угольной промышленности - 6 %, черной металлургии - 6,2 %, цветной металлургии - 9,3 %, химической и нефтехимической промышленности - 11,1 % и другие.

Меньшим рискам, сопряженным с реформой сектора электроэнергетики, будут подвержены предприятия в легкой промышленности - 4,9 %, пищевой промышленности - 1,5 процента.

4. Государством практически бесплатно передается имущество (активы): объекты электрических сетей, отнесенных к единой национальной (общероссийской) электрической сети, и активы Центрального диспетчерского управления, диспетчерских управлений объединенных энергосистем и их региональных диспетчерских управлений, уставные капиталы которых определены в 128 млрд. рублей, ОАО “Федеральная сетевая компания” и ОАО “Системный оператор - ЦДУ ЕЭС”.

5. Анализ состояния имущественного комплекса проверяемых предприятий показал, что в энергосистемах увеличивается количество физически изношенного и морально устаревшего оборудования, растет количество оборудования, выработавшего свой ресурс. Средний износ основных фондов составляет 51,6 процента. Выработало свой ресурс 16 % от установленной мощности. Стоимость затрат на ремонт и поддержание функционирования изношенного оборудования приближается к объему инвестиций в новое строительство.

6. Рост затрат на ремонты оборудования обусловлен в основном ростом стоимости материалов и запасных частей без увеличения объемов ремонтных работ. Затраченные средства направляются на выполнение минимально необходимых ремонтных программ для обеспечения безаварийной и надежной работы оборудования энергосистем.

7. Основными источниками финансирования капитальных вложений (строительства и реконструкции) дочерних обществ РАО “ЕЭС России” являлись в проверяемом периоде амортизация и прибыль.

Из инвестиционных средств, перечисленных энергосистемами на счета РАО “ЕЭС России” в виде абонентной платы, обществам на инвестиционную деятельность, связанную с основным производством, средства в рассматриваемом периоде не выделялись.

Анализ выполнения (освоения) капитальных вложений по Перечню важнейших строек и объектов в электроэнергетике показал, что РАО “ЕЭС России” в 2000-2001 годах проводило политику увеличения инвестиционных ресурсов в основном за счет тарифной составляющей и крайне низкого объема привлеченных средств. Отчеты о целевом использовании средств, поступающих в виде инвестиционной составляющей абонентной платы на счета РАО “ЕЭС России”, в ФЭК России в установленном порядке не представляются. По имеющимся в ФЭК России отчетам отследить, за счет каких средств профинансированы указанные в них объекты строительства, не представляется возможным. Имеют место переброски инвестиционных средств с одного объекта строительства на другой без соответствующего согласования с ФЭК России. Средства, поступающие в виде абонентной платы на счета РАО “ЕЭС России”, в первую очередь направляются на финансирование эксплуатационных затрат, и только после 100 % их покрытия остаток средств распределяется по объектам, финансируемым за счет инвестиционной составляющей. Все это говорит о бесконтрольном использовании целевых инвестиционных средств со стороны руководства РАО “ЕЭС России” поскольку ФЭК России, устанавливающий объем этих средств, не наделена правом контроля за их использованием и лишена, таким образом, возможности соблюдать баланс интересов потребителей и производителей энергии.

Средства инвестиционной составляющей абонентной платы РАО “ЕЭС России”, предназначенные для строительства генерирующих мощностей, включенные в тарифы на электроэнергию в виде обязательных платежей и оплаченные потребителями энергии,

по сути дела, передавались в безвозмездное пользование РАО “ЕЭС России”, тем самым фактически обогащая частных акционеров, в том числе иностранных.

8. При недостаточном объеме финансирования программ реконструкции и технического перевооружения, росте износа оборудования имели место необоснованные отвлечения денежных средств из оборота предприятий на финансирование строительства непрофильных объектов. Так, ОАО “Белгородэнерго” в 2001 году осуществляло строительство двух непрофильных объектов.

9. При увеличении количества физически изношенного и устаревшего оборудования, нехватке средств на реконструкцию и техническое перевооружение энергосистем значительная часть прибыли обществ, получаемой от реализации продукции, расходуется на финансирование непрофильных объектов и программ, тем самым из хозяйственного оборота предприятий отвлекаются финансовые средства, которые могли быть использованы для повышения производственного потенциала энергосистем.

Финансирование энергосистемами указанных расходов из прибыли на потребление практически ничем не регламентировано и не ограничено. Акционеры предприятий вынуждены утверждать уже фактически произведенные расходы из прибыли, отнесенные к внереализационным, и лишь малая часть прибыли (чистая) подлежит распределению на собрании акционеров. Данная ситуация приводит к бесконтрольному расходованию прибыли энергосистемами, в том числе на непрофильную деятельность.

10. Анализ производимых энергосистемами запасов топлива свидетельствует о затоваривании производства и неоправданном отвлечении на эти цели оборотных средств предприятий. Создание сверхнормативных запасов топлива - от 120 % и более - приводит к неэффективному отвлечению средств из хозяйственного оборота предприятий и необходимости привлечения кредитных ресурсов для пополнения последних. В последствии запасы топлива на складах используются обществами в качестве обеспечения кредитных ресурсов, а обслуживание заемных средств отягощает тариф для потребителей электроэнергии.

11. Фактические цены на уголь при его поставках через посредников необоснованно завышались. Так, ОАО “Читаэнерго” приобретение угля осуществлялось через посреднические структуры, входящие в группу МДМ, по ценам, на 40-80 % превышающим цены прямых производителей.

12. Принимаемые в 2000-2001 годах АО-энерго меры по снижению удельного расхода условного топлива на производство электрической и тепловой энергии, который зависит от структуры и режимов работы оборудования, его технического состояния (износа) и теплотворных параметров применяемого топлива, недостаточны и не смогли изменить ситуацию по его росту, что приводит к дополнительным затратам и удорожанию электроэнергии.

13. Несмотря на то, что рост себестоимости продукции в большей мере зависит от факторов, не зависящих от энергосистем, у обществ есть резервы для продолжения работы по экономии как собственных затрат, так и внешних, в частности, по топливной составляющей, по сокращению затрат на оплату труда за счет сокращения управленческого персонала.

14. Процесс взыскания с потребителей накопившейся задолженности сопровождается списанием большого объема безнадежной дебиторской задолженности, что отрицательно влияет на финансовые результаты компаний.

15. Анализ расчетов с поставщиками электроэнергии на ФОРЭМ показал, что несовершенство системы расчетов, завышенные плановые задания оперативной комиссии РАО “ЕЭС России” по расчетам с поставщиками энергии на ФОРЭМ приводят к необоснованному отвлечению финансовых средств из хозяйственного оборота предпри-

ятий-покупателей электроэнергии на авансирование поставщиков электрической энергии и необходимости привлечения кредитных ресурсов для своевременных расчетов по завышенным счетам-требованиям, выставляемым ЗАО “ЦДР ФОРЭМ”. Практика расчетов с поставщиками энергии через расчетные счета ЗАО “ЦДР ФОРЭМ” приводит к аккумулярованию финансовых средств на указанных счетах и несвоевременному перечислению их поставщикам энергии на ФОРЭМ, что в последующем приводит к возникновению дебиторской задолженности у последних.

16. Для расчетов за покупаемую на ФОРЭМ энергию энергосистемами активно использовалась практика расчетов через коммерческие фирмы-посредники.

Права требования, обеспечивающие исполнение обязательств АО-энерго, в части оплаты за потребленную электроэнергию с ФОРЭМ, переуступались поставщиками энергии различным посредническим коммерческим фирмам в счет текущих платежей энергосистем за покупаемую энергию. При достаточно стабильной платежной дисциплине покупателей электроэнергии имели место случаи переуступки прав требования производителями электроэнергии с дисконтом в пользу посредников. Также в 2001 году имела место практика переуступки поставщиками электроэнергии несуществующих долгов покупателей электроэнергии коммерческим фирмам-посредникам, причем расчеты с посредниками производились на 70 % денежными средствами. Данная ситуация приводит к недополучению государством финансовых средств и фактически является беспроцентным кредитованием коммерческих фирм-посредников.

Помимо этого, участие в договорах переуступки прав требования ведет за собой комплекс договорных взаимоотношений с многочисленными организациями-посредниками, что усложняет расчеты и проведение контрольной работы за их состоянием, увеличивает риск от недобросовестных отношений.

17. ФЭК России практически не участвует в процессе тарифного регулирования в субъектах Российской Федерации, данными полномочиями наделены РЭК, осуществляющие свою деятельность по этому вопросу независимо от ФЭК России, что приводит к частичной зависимости процесса тарифного регулирования от экономической и политической ситуации в регионах.

18. Анализ структуры тарифов в разрезе потребителей показал, что в проверяемом периоде сохранялась неудовлетворительная структура тарифов на энергию по группам потребителей.

Во всех проверяемых регионах не выполняются Указы Президента Российской Федерации от 17 октября 1996 года № 1451 (пункт 3), от 28 апреля 1997 года № 425 и постановления Правительства Российской Федерации от 3 апреля 1997 года № 389 “О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в отраслях естественных монополий”, от 10 сентября 1999 года № 1037 “О программе мер по поэтапной отмене льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию для организаций агропромышленного комплекса на период до 31 декабря 2000 года” в части устранения перекрестного субсидирования отдельных групп потребителей за счет других.

Сохранение перекрестного субсидирования в энергетической отрасли нарушает баланс экономических интересов между промышленностью, энергосистемами и льготными группами потребителей.

19. Наряду с существующей проблемой ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике, в последнее время в регионах остро встал вопрос возможности выхода крупных промышленных потребителей электроэнергии на федеральный оптовый рынок электрической энергии. Указанные проблемы имеют тесную взаимосвязь. Перекрестное субсидирование населения и бюджетозависимых предприятий осуществляется в основном

за счет энергоснабжения крупных промышленных потребителей. Таким образом, выход указанных потребителей на ФОРЭМ без предварительного поэтапного прекращения процесса перекрестного субсидирования приведет к резкому, более чем в 2 раза, увеличению уровня тарифов для населения и других бюджетозависимых потребителей.

20. Анализ показал, что на протяжении всего рассматриваемого периода имело место субсидирование потребителей теплоэнергии за счет потребителей электроэнергии. В тарифе на электроэнергию региональными энергетическими комиссиями согласовывались завышенные суммы прибыли, направляемые на возмещение убытка по теплоэнергии, а также суммы на финансирование областных программ. Так, по ОАО «Белгородэнерго» в 2000 году была согласована сумма убытка по теплоэнергии в размере 59,8 млн. рублей, фактические убытки составили 80,8 млн. рублей. В 2001 году аналогичные показатели составили 137,9 млн. рублей и 146,6 млн. рублей соответственно. Кроме того, на финансирование областных программ в 2000 году в прибыль заложено 159,0 млн. рублей, в 2001 году - 256,4 млн. рублей, что привело к удорожанию среднего тарифа на электроэнергию в 2000 году на 1,3 коп./кВт/ч, в 2001 году - на 1,5 коп./кВт/ч и, как следствие, к увеличению тарифов по группам потребления.

21. Тарифная политика проверяемых АО-энерго в 2000-2001 годы формировалась в условиях роста цен на топливо, покупную энергию, размера абонентной платы за услуги РАО «ЕЭС России» и практики РЭК и правительств областей по поэтапному росту тарифов в течение года с учетом экономической и политической ситуации в регионе, а также сдерживания роста эксплуатационных затрат на производство и реализацию электрической и тепловой энергии, включая капитальные и текущие ремонты по поддержанию основных производственных фондов в работоспособном состоянии.

Предложения

1. Направить представление Счетной палаты Российской Федерации в ФЭК России, для устранения недостатков, выявленных в ходе проверки, принятия мер по решению вопроса ликвидации перекрестного субсидирования отдельных групп потребителей электроэнергии за счет других потребителей, нормализации системы расчетов на ФОРЭМ.

2. Направить представление Счетной палаты Российской Федерации председателю правления РАО «ЕЭС России» с приложением актов по результатам проверок проведенных в АО-энерго, для устранения нарушений и недостатков, выявленных в ходе проверок, и определения меры ответственности лиц, допустивших указанные нарушения.

**Аудитор Счетной палаты
Российской Федерации**

М. И. БЕСХМЕЛЬНИЦЫН