

Открытый семинар  
**«Экономические проблемы  
энергетического комплекса»**

Сто шестое заседание  
от 18 декабря 2009 года

**В.В. Платонов**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ:  
РЕФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ**

Семинар проводится при поддержке  
Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 10-02-14023г)

Москва – 2010

Руководитель семинара  
профессор, доктор экономических наук  
**А.С. НЕКРАСОВ**

## СОДЕРЖАНИЕ

*В.В. Платонов*

### **ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: РЕФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ**

Введение .....	4
Электроэнергетика в период рыночных преобразований .....	6
Электроэнергетика накануне приватизации .....	6
Основы технологического управления электроэнергетикой .....	8
Рыночные преобразования в отрасли .....	11
Функционирование отрасли в рыночных условиях .....	17
Этапы реформирования электроэнергетики .....	21
Оценка необходимости реформирования отрасли .....	21
Переход к непрофессиональному управлению отраслью .....	24
Этапы ликвидации Единой энергосистемы страны .....	26
Разделение холдинга РАО «ЕЭС России» на бизнес-структуры .....	30
Электроэнергетика в период реформирования .....	33
Состояние генерирующих мощностей .....	33
Состояние системы управления отраслью .....	37
Состояние систем передачи и распределения электроэнергии .....	41
Структура управления отраслью после реформирования .....	47
Государственные решения по развитию отрасли .....	53
Конституционные задачи электроэнергетики .....	53
Государственные решения по развитию электроэнергетики .....	54
Задачи развития электроэнергетики до 2020 г. ....	56
Прогноз развития электроэнергетики до 2030 г. ....	65
Литература .....	73
ДИСКУССИЯ .....	
Вопросы .....	76
Выступления .....	82
Кузовкин А.И. ....	82
Невелев В.А. ....	83
Погребняк Е.В. ....	84
Варшавский Л.Е. ....	86
Бушуев В.В. ....	87
Синяк Ю.В. ....	88
Платонов В.В. ....	88

## **ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: РЕФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ<sup>1</sup>**

### **Введение**

Электроэнергетика является основой электроэнергетической безопасности государства, поскольку электрическая и тепловая энергия представляет собой незаменимую услугу для обеспечения жизнедеятельности экономики и социальной сферы в климатических условиях России.

Электроэнергетика является особо опасным и высокотехнологичным производством, в котором в автоматическом режиме происходит непрерывное и согласованное по десяткам параметров многократное преобразование энергии высокой концентрации при предельных возможностях материалов и оборудования.

С точки зрения экологии, техники безопасности и чрезвычайных ситуаций управление такой высокосложной системой жизнеобеспечения страны должно быть высокопрофессиональным, что также требует квалифицированного и ответственного руководства отраслью.

Пятнадцатилетний опыт общественно-административного управления (1991-1997 гг.) и формально-рыночного хозяйствования (1998-2006 гг.) показал ошибочность курса отказа государства от реального управления отраслью. В результате этого опыта, признанная во всем мире лучшей по надежности и экономичности электроэнергетическая система России фактически утратила эти важнейшие свойства. Это обусловлено отказом от приоритета технологического управления этого высокоопасного производства, раздроблением единого электроэнергетического комплекса на сотни частных предприятий и отменой государственных гарантий надежности энергоснабжения. При этом текущее управление электроэнергетикой, а также решение стратегических и тактических задач функционирования и развития отрасли передано непрофессиональному менеджменту, ориентированному на получение максимальной прибыли за счет сокращения затрат на обслуживание технологического оборудования, при ежегодном повышении тарифов на электрическую и тепловую энергию в объемах, превышающих уровень инфляции.

Многолетнее негативное влияние на работу электроэнергетики со стороны непрофессионального менеджмента и поддерживающих его государственных структур уже привело к ряду крупных аварий во мно-

---

<sup>1</sup> Докладчик – Платонов Василий Васильевич, доктор технических наук, профессор, Институт безопасного развития атомной энергетики РАН (ИБРАЭ РАН), ЮРГТУ НПИ.

гих регионах России и имеет тенденцию к дальнейшему ухудшению работы электроэнергетики.

Темпы упадка этой базовой отрасли страны длительное время сдерживались потому, что электроэнергетика страны создавалась десятилетиями и к началу рыночных преобразований представляла мощнейший комплекс технологического оборудования по выработке, передаче, распределению и сбыту электрической и тепловой энергии с хорошо организованными инфраструктурами топливообеспечения и восстановления оборудования. Такие комплексы при профессиональном управлении обладают большим ресурсом работы и нарушение их функционирования при непрофессиональном управлении происходит постепенно в процессе длительного недообслуживания из-за ограничения технологических затрат и инвестиций вследствие стремления топ-менеджмента к получению максимальной прибыли.

Даже в период активного реформирования отрасли 2002-2006 гг. затраты РАО «ЕЭС России» на развитие электроэнергетики составляли менее 10% от выручки холдинга (табл. 1) [1]. Соизмеримые затраты собственно АО-энерго на 60% состояли из амортизационных отчислений, направленных на ремонт устаревшего оборудования.

Таблица 1

Инвестиции РАО «ЕЭС России» в развитие электроэнергетики на период 2002-2006 гг. млрд. долл.

Структура инвестиций	2002	2003	2004	2005	2006	2002-2006
Холдинг, в целом	0,8	1,3	1,9	2,3	2,7	9,0
АО-энерго	1,2	1,6	2,2	2,3	2,5	9,8
в т.ч. амортизация	0,9	1,2	1,4	1,1	1,1	5,7
Всего	2,0	2,9	4,1	4,6	5,2	18,8
Ввод ГЭС, ГВт	0,08	0,37	0,37	0,37	0,05	1,24
Ввод ТЭС, ГВт	0	0,09	0,49	0,94	1,0	2,52
Уд. затраты, млрд. долл./ГВт	10,00	2,83	2,21	1,76	2,57	2,4

Соответственно износ всех видов оборудования электроэнергетического комплекса страны нарастал и составил:

- для тепловой генерации [2]:
 

	2002	2003	2004	2005	2006
процент износа	55,7	57,8	59,9	62,0	64,1;
- для сетей ФСК-41%;
- подстанционного оборудования-65%[3].

Наиболее изношено (до 80%) оборудование ТЭЦ, а 50% этого оборудования отработало проектный ресурс дважды [4].

Использование изношенного оборудования увеличивает длительность и затраты на ремонт на 20-30% [5], а эксплуатация устаревшего

оборудования ТЭС приводит к пережогу топлива с ростом дополнительных убытков до 3 млрд. долл. в год [6].

В сложившейся ситуации для компенсации выбывающих мощностей и покрытия возрастающих нагрузок необходим ежегодный ввод не менее 6,8 ГВт новых генерирующих источников [7]. Фактически за весь период 2002-2006 гг. введено всего 6,6 ГВт новых генерирующих мощностей (ГЭС-1,4, АЭС-1, ТЭС-4,2ГВт [8]), что соответствует вводу ежегодно только около 1,3 ГВт новых генерирующих мощностей. В результате, по оценкам РАН [4], РАО «ЕЭС России» не в состоянии выполнить заявки на подключение 50 ГВт мощности новых потребителей, что является сдерживающим фактором развития экономики регионов.

Разделение ОЭС энергозон России по экстерриториальным ОГК и введение коммерческого приоритета в диспетчеризации электроэнергии увеличивает потребность в дополнительной установленной мощности до 7 ГВт и дает рост приведенных затрат свыше 1 млрд. долл. [1]. Однако наибольший ущерб от этого разделения и коммерческой перегрузки сетей дает двукратное увеличение потерь энергии при транспортировке с 12% [9] до 23,5% [10]. Этот прирост потерь составил в 2003 г. около 90 ГВт·ч. В пересчете на газовый эквивалент (0,32 куб.м/кВт·ч [11]). Это соответствует излишнему сжиганию природного газа на ТЭС в объеме до 30 млрд. куб.м. Экспортная реализация этого объема газа позволила бы дополнительно получать ежегодно до 9 млрд. долл. В целом общегосударственные убытки (до 12 млрд. долл. ежегодно) кратно превышают прибыль от коммерческой деятельности отрасли.

Многолетнее негативное влияние на работу электроэнергетики со стороны непрофессионального менеджмента и поддерживающих его государственных структур, стремящихся максимализировать прибыль за счет недообслуживания оборудования, уже привело к ряду крупных аварий.

### **Электроэнергетика в период рыночных преобразований**

*Электроэнергетика накануне приватизации.* Единая энергетическая система (ЕЭС) СССР, а с 1991 г. – ЕЭС России, является уникальным электроэнергетическим комплексом мира, расположенном на седьмой части территории земли и охватывающим 8 часовых поясов планеты. Уникальность электроэнергетики страны обусловлена, прежде всего, тем, что она создавалась как единый технологический комплекс для одновременного электроснабжения более 70 регионов России, каждый из которых сопоставим с территорией многих европейских государств. Региональный принцип разделения генерирующих источников, связанных магистральными линиями высокого напряжения, и единая система

оперативно-диспетчерского управления обеспечили наилучшие в мире показатели безаварийной работы электроэнергетики страны.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивалась параллельной работой всех электростанций на единую электрическую сеть страны. Надежность электроснабжения поддерживалась путем постоянного обновления и наращивания мощностей электростанций, строительства электросетевого хозяйства и, прежде всего, магистральных линий электропередачи. Экономичность единой энергетической системы обеспечивалась оптимизацией режимов ее работы, что снижало издержки в тарифах на электрическую и тепловую энергию. В планах развития электроэнергетики страны намечалось увеличение пропускной способности линий между зонами часовых поясов (в частности на Дальний Восток), строительство новых ГЭС и АЭС, а также внедрение новых технологий производства электроэнергии на основе газотурбинных и паровых установок.

Работа всех электростанций страны на единую сеть обеспечивала надежность электроснабжения потребителей только при четком действии систем автоматического управления электроэнергетикой, поскольку выход из работы любой электростанции или разрыв какой-либо цепи всегда приводит к отклонению режима работы от оптимального и может сопровождаться качаниями в ЕЭС, которые устраняются действием систем автоматики и релейной защиты.

Многие европейские страны с относительно небольшими территориями проблему надежного электроснабжения решали за счет интенсивного строительства электросетевого хозяйства, которое по протяженности линий на единицу площади во много раз превосходило этот показатель в нашей стране. Такой подход оказался возможным для государств с ограниченной территорией и избытком генерирующих мощностей. Этот высокочрезвычайно затратный способ построения систем электроснабжения был неприемлем для России с ее обширными территориями, и поэтому у нас была создана единая электроэнергетическая сеть с высокой надежностью электроснабжения за счет автоматического управления процессами в единой энергетической системе.

Еще в период перестройки в СССР специалисты ЕЭС изучили возможность применения в отрасли рыночных механизмов. Был изучен опыт успешно работающих в рыночной энергетике таких стран, как Франция, Финляндия, Швеция, Германия, Япония, США, имеющих различные структуры управления отраслью. Во Франции электроэнергетика работает как единая энергосистема со 100% государственным пакетом акций. В электроэнергетике Финляндии 96% акций принадлежит государству. Государственный контроль в управлении электроэнергетикой осуществляется в Японии и Германии. Подробно изучалась работа электроэнергетики США. *Совместно с американскими специалистами был проведен анализ достоинств и недостатков электроэнергетики*

*СССР и США. Эта совместная работа показала, что наша электроэнергетика более надежна, менее затратна и позволяет экономично регулировать режимы работы энергосистем. Решающим фактором в оценке надежности электроснабжения явилось отсутствие в нашей стране (до реформирования отрасли) крупных межсистемных аварий, которые возникали в США и сопровождались многочасовым обесточиванием крупных регионов страны. Из этого анализа следовало, что при переходе России к рыночным отношениям ЕЭС страны должна быть сохранена как государственная структура, обеспечивающая максимальную надежность электроснабжения народного хозяйства. Специалисты отрасли умели управлять созданной ЕЭС и знали, как ее оптимально приспособить к рынку [12, 13].*

**Основы технологического управления электроэнергетикой.** Технологическое управление отраслью требует обеспечения балансов электрической энергии и мощности в каждый момент времени в соответствии с колебаниями нагрузок электрической сети, обусловленных прежде всего суточными и сезонными факторами.

В Единой электроэнергетической системе России (ЕЭС России) эту задачу решают свыше 1500 генераторов различного типа электростанций (29 блоков АЭС, 400 гидрогенераторов ГЭС и свыше 1000 турбогенераторов ГРЭС, ТЭЦ и блок-станций) [14]. При суммарной мощности около 220 ГВт все эти генераторы работают синхронно на общую электрическую нагрузку. Обеспечение баланса производимой и потребляемой электроэнергии осуществляется регулировкой мощности электростанций, которые через систему магистральных электрических сетей обеспечивают стабильную частоту электрического тока в ЕЭС России.

По структуре формирования ЕЭС России является классической естественной монополией в силу регионального распределения нагрузок и обеспечивающих их генерирующих мощностей прежде всего через систему региональных электрических сетей. Поэтому расчет и обеспечение балансов электрической энергии и мощности в единой электроэнергетической системе производился в строгой иерархической системе: начиная с нижних уровней от соответствующих балансов АО-энерго, суммарных балансов объединенных диспетчерских управления (ОДУ) энергозона, до сводного баланса электрической энергии и мощности, составляемого центральным диспетчерским управлением (ЦДУ) с учетом всех поставщиков и потребителей.

Учет временных факторов в такой системе реализуется на основе долгосрочного и краткосрочного планирования, а также оперативного ведения режима. Долгосрочное планирование состоит в предварительном отборе поставщиков и потребителей электрической энергии и мощности за год до наступления момента ведения оперативного режима ра-



боты в единой энергетической системе с учетом особенностей поквартального распределения нагрузки.

При краткосрочном планировании (за день до ведения оперативного режима) уточняются реальные возможности обеспечения баланса электрической энергии и мощности с учетом физического состояния электростанций, наличия у них запасов топлива и сложившихся технических ограничений в магистральных электрических сетях.

Оперативное ведение режима работы единой энергетической системы осуществляется ЦДУ в режиме реального времени путем обеспечения непрерывного баланса электрической энергии и мощности. Это реализуется за счет использования балансирующих мощностей, находящихся в горячем резерве электростанций, которые не учитывались при долгосрочном и краткосрочном планировании.

*Важно отметить, что при всех видах планирования критерием оптимальности с точки зрения государственных интересов являлась минимизация затрат энергоресурсов на выработку необходимой энергии.* При долгосрочном планировании это достигается использованием в качестве базовых производителей электрической энергии и мощности АЭС, ТЭЦ с учетом режима тепловой нагрузки, затем других ТЭС, и далее ГЭС с учетом возможностей водного режима. Для ТЭС критерием оптимальности баланса электрической энергии и мощности является минимум суммарных затрат на топливо с учетом технологических ограничений по загрузке электростанций и пропускной способности электрической сети. Для оптимальной загрузки электростанции по минимуму расходу топлива используются характеристики относительного прироста стоимости (ХОПС) при дополнительной выработке 1кВт·ч электроэнергии.

В целом научно-обоснованное технологическое управление электроэнергетическим комплексом предполагает сбор и систематическое уточнение сведений о производителях и потребителях электрической энергии и мощности и передачу этой информации по каналам сбора данных снизу-вверх (АО-энерго–ОДУ–ЦДУ), обработку информации во всех звеньях этого процесса и выдачу заданий на производство и потребление электрической энергии и мощности сверху-вниз (ЦДУ-ОДУ-АО-энерго) с учетом временных факторов (рис.1).

Для оптимального баланса электрической энергии и мощности необходимая информация передавалась по каналам сбора данных в следующем порядке:

1. Диспетчерские службы АО-энерго готовили информацию о предполагаемом балансе в регионе электрической энергии и мощности на основании заявок потребителей и с учетом режима работы станций АО-энерго. Эта информация по каналам I передавалась в ОДУ энергозона в виде:

- суммарного графика спроса электрической энергии (мощности) потребителей на территории каждого АО-энерго;

- эквивалентной ХОПС топлива АО-энерго, построенной на основании соответствующих характеристик отдельных электростанций АО-энерго;
- значения возможных минимальных и максимальных мощностей ТЭС АО-энерго;
- топологии основной электрической сети АО-энерго.

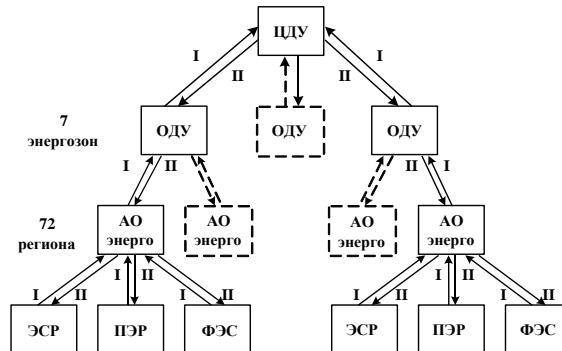


Рис.1. Технологическая система управления электроэнергетическим комплексом России на основе минимизации затрат энергоресурсов:

- ЦДУ – центральное диспетчерское управление комплекса;  
 ОДУ – объединенное диспетчерское управление энергозоны страны;  
 АО-энерго – вертикально-интегрированные региональные энергосистемы;  
 ЭСР – электростанции региональных АО-энерго (ТЭЦ, ГЭС, блок-станции);  
 ПЭР – потребители электроэнергии региона;  
 ФЭС – федеральные электростанции в регионе (ГРЭС, ГЭС, АЭС);  
 I – каналы сбора данных; II – каналы выдачи данных

2. ОДУ энергозоны обобщали полученную информацию от своих АО-энерго и передавали в ЦДУ в виде:

- суммарного графика спроса электрической энергии (мощности) на территории данной энергозоны;
- ХОПС топлива федеральных электростанций, расположенных на территории данной энергозоны;
- эквивалентной ХОПС топлива электростанций энергозоны;
- значения минимальных и максимальных мощностей крупнейших ТЭС энергозоны;
- графиков работы ГЭС энергозоны;
- топологии системообразующей сети энергозоны.

3. ЦДУ на основе полученных от энергозон данных проводили предварительную оптимизацию режима работы и формировали баланс энергии и мощности единой энергосистемы страны.

Далее по каналам II выдачи заданий информация направлялась сверху-вниз в следующем порядке:

1. Из ЦДУ в каждое ОДУ энергозоны поступала скорректированная информация с учетом комплексных задач электроэнергетики страны в виде:

- графиков нагрузок федеральных ТЭС, ГЭС и АЭС, расположенных на территории данной энергозоны;
- эквивалентного графика нагрузок производителей энергии энергозоны;
- графика потребления электроэнергии (мощности) потребителями энергозоны;
- графика перетоков электроэнергии (мощности) между соседними энергозонами.

2. ОДУ энергозон на основании полученной информации проводили дополнительные оптимизационные расчеты, на основе которых для каждого АО-энерго своей зоны направлялась следующая информация:

- графики потребления электрической энергии и мощности в регионе;
- графики нагрузок федеральных ТЭС, ГЭС и АЭС, расположенных на территории, обслуживаемой АО-энерго;
- графики нагрузок электростанций региональных АО-энерго;
- перетоки электрической энергии (мощности) в основных электрических сетях АО-энерго;
- перетоки электрической энергии (мощности) по линиям связи с соседними АО-энерго.

Исполнение всех этих заданий обеспечивалось комплексными усилиями всех служб и подразделений АО-энерго под контролем диспетчерской службы АО-энерго.

*Описанная схема технологического управления электроэнергетикой совершенствовалась в стране в течение десятилетий и к моменту рыночных преобразований в России была лучшей в мире по надежности и экономичности.*

**Рыночные преобразования в отрасли.** Исследования лауреата Нобелевской премии по экономике Джозефа Стиглица показали, что внедрение рыночных механизмов в естественные монополии с инфраструктурными сетями (железнодорожный и трубопроводный транспорт, электроэнергетика) неэффективно, и развитие таких монополий давало положительный результат (США, Япония) только при определяющей роли государства в таких отраслях экономики [15].

Это заключение в полной мере относится к электроэнергетике России, которая является классической естественной монополией в силу распределения генерирующих мощностей и систем коммуникаций на огромных территориях страны. При региональном распределении генерирующих источников и потребителей, конкуренция в электроэнергети-

ке ограничивается конкретным регионом (областью, республикой), поскольку реальный объем транспорта электроэнергии между регионами физически ограничивается параметрами линий электропередачи и, как правило, не превышает 10%. При этом важно отметить, что в каждом регионе работа генерирующих источников обязательно технологически оптимизируется по минимуму расхода топлива на производство энергии. Последнее дает наивысший экономический эффект по сравнению с любыми условиями конкуренции.

*Таким образом, идеология рыночных преобразований в электроэнергетике России противоречит основам экономической теории и предусматривает нарушение технологии работы отрасли, поскольку введение конкуренции предполагает снижение стоимости электроэнергии за счет сокращения издержек в технологии отрасли.* Однако подавляющее большинство издержек в электроэнергетике определяется технологическими нормами и правилами эксплуатации этого высокосложного автоматизированного производства, основанными на многолетнем успешном опыте эксплуатации отрасли.

Предполагаемое снижение издержек производства электроэнергии (за счет уменьшения численности персонала, использования более дешевых материалов, сокращения затрат на ремонтное обслуживание путем увеличения межремонтных сроков и др.) приведет к снижению надежности работы отрасли, а убытки от аварийных отключений на порядок превысят экономию от сокращения технологических издержек.

Реформированию электроэнергетики России способствовала позиция США, которые через Международный Валютный фонд (МВФ) и Всемирный банк реконструкции и развития (ВБРР) обуславливали выдачу кредитов «для поддержки демократических преобразований в России» в период 1992-1998 гг. настоятельными требованиями по реструктуризации естественных монополий и, прежде всего, электроэнергетики России, объединявшей многочисленные регионы страны в единое экономическое пространство.

Основополагающие законодательные и правовые акты по внедрению рыночных механизмов принимались на волне демократических преобразований 1991-1992 гг. и, как правило, не согласовывались со специалистами отрасли.

Первым шагом по ликвидации ЕЭС страны был принятый 25.12.90 г. Верховным Советом РСФСР Закон «О предприятиях и предпринимательской деятельности». Согласно этому Закону, любое предприятие страны по решению трудового коллектива могло выйти из производственного объединения без его согласия, что нарушало в электроэнергетике единый процесс производства, передачи и распределения энергии.

В дальнейшем вышло Постановление Верховного Совета РСФСР № 3020-1 от 27.12.91 г., согласно которому министерства лишались

права управления имуществом, и последующее решение Правительства по ликвидации всех объединений. Все это нарушало единство технологического управления электроэнергетической отраслью и предусматривало ликвидацию всех региональных энергосистем, являющихся ключевыми звеньями в электроснабжении регионов.

Завершающим шагом по ликвидации ЕЭС страны стал Указ Президента РФ (№ 721 от 01.07.92 г.) «Об организационных мерах по преобразованию государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий в акционерные общества». Согласно этому Указу, любое структурное подразделение электроэнергетики (электростанция, участок электрической или тепловой сети) без какого-либо согласования и только по решению трудового коллектива мог выйти (на самостоятельную работу) из единой системы энергоснабжения страны.

Обязательное преобразование предприятий и их структурных подразделений в акционерные общества предусматривалось завершить до 01.11.92 г. с помощью рабочих комиссий по приватизации, создаваемых на каждом предприятии или его структурном подразделении. Выход таких подразделений на самостоятельную работу поддерживался законодательно, и, если руководитель был против отделения, то трудовой коллектив имел право его отстранить и выбрать нового директора для последующего акционирования. *По существу, в течение четырех месяцев единая энергетическая система страны должна была быть ликвидирована и заменена огромной массой самоуправляющихся акционерных обществ, что было равносильно развалу электроэнергетики страны не только как единой энергетической системы, но и ее региональных энергосистем.*

В этих условиях ведущие специалисты страны подготовили Указ Президента РФ (№ 923 от 15.08.92) «Об организации управления электроэнергетическим комплексом России в условиях приватизации». Акционирование позволило сохранить ЕЭС с общим диспетчерским управлением, единой электрической сетью и вертикальным управлением региональными АО-энерго и федеральными АО-электростанциями через контрольные пакеты акций (рис. 2). *При этом, согласно упомянутому Указу, ведущие проектные и научно-исследовательские институты отрасли не подлежали приватизации, но были незаконно переданы в собственность приватизированной компании РАО «ЕЭС России». В результате эти государственные институты попали под контроль менеджмента РАО «ЕЭС России» и не могли проводить независимую техническую политику.*

Кроме того, последующим Указом Президента РФ (№ 1334 от 05.11.92 г.) «О реализации в электроэнергетической промышленности Указа Президента РФ № 923» из состава РАО «ЕЭС России» были выведены практически все (из 334 осталось 26) строительные-монтажные организации отрасли, которые были распроданы по низкой стоимости, в

результате чего электроэнергетика России оказалась без инфраструктуры для воспроизводства объектов отрасли.



Рис. 2. Структура управления электроэнергетическим комплексом России после акционирования

Следующая попытка ликвидации единой системы электроснабжения страны была предпринята в 1994-1995 гг., когда в Россию приезжали американские специалисты для внедрения рыночных механизмов в отрасли. Однако в ходе совместных дискуссий наши специалисты показали, что электроэнергетика России более экономична и надежна, чем электроэнергетика США, и нет никаких оснований для ее преобразования.

После этого МВФ и ВБРР обусловили выдачу дальнейших кредитов России, выполнением конкретных шагов по реструктуризации электроэнергетики страны.

В результате уже в начале 1997 г. по заданию Правительства РФ был подготовлен Указ Президента РФ (№ 426 от 28.04.97) «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий». Одновременно в структурах управления РАО «ЕЭС России» профессионалы электроэнергетики были заменены «экономистами общего профиля», которые стали активно реализовывать все рекомендации МВФ и ВБРР. Соответственно в руководстве практически всех АО-энерго и АО-электростанций профессионалы-энергетики были заменены менеджерами общего профиля (экономисты, юристы, политологи), а в составе советов директоров дочерних и зависимых обществ подавляющее большинство

профессионалов электроэнергетиков были заменены менеджерами, не имеющими профессионального энергетического образования.

Новым менеджментом РАО «ЕЭС России» в марте 2000 г. была подготовлена концепция реструктуризации электроэнергетики России, которая соответствовала рекомендациям США по ликвидации ЕЭС России. Эта концепция, построенная на формально-рыночных принципах, несмотря на возражение специалистов-энергетиков, уже в декабре 2000 г. была принята за основу Правительством РФ.

Учитывая высокую социальную значимость электроэнергетики в суровых климатических условиях России и опасность для страны ее необоснованной реструктуризации, по распоряжению Президента РФ в январе 2001 г. была создана рабочая группа Госсовета России для выработки единой государственной концепции реформирования электроэнергетики страны. Эта группа, куда вошли ведущие профессионалы-энергетики, на основе анализа многочисленных моделей реструктуризации электроэнергетики, предложенных различными организациями [16], разработала «Единую государственную концепцию реформирования электроэнергетики РФ», которая была представлена Президенту и Правительству РФ в мае 2001 г. Согласно единой концепции, электроэнергетику России предполагалось разделить на управляемую государством компанию по диспетчеризации и транспорту электроэнергии, на генерирующие компании федерального уровня и региональные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) в форме вертикально-интегрированных компаний с раздельным учетом в сферах производства, передачи, и сбыта энергии, то есть предусматривалось сохранение структуры надежного электроснабжения страны.

Аналогичные рекомендации Правительству РФ дала Государственная Дума в феврале 2001 г. на основании парламентских слушаний «О ситуации в электроэнергетике Российской Федерации и реструктуризации РАО «ЕЭС России».

Однако, несмотря на широко известные к тому времени факты отрицательных результатов реформирования электроэнергетики в мире на основе предельно-рыночных преобразований [17], Правительство РФ в июле 2001 г. приняло Постановление № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», которое предусматривало разделение единого электроэнергетического комплекса России на совокупность многочисленных коммерческих структур по производству, передаче, распределению и сбыту электроэнергии. Это постановление отражало только интересы менеджмента РАО «ЕЭС России» и полностью игнорировало рекомендации Государственной Думы и концепцию реформирования электроэнергетики России, предложенную Государственным Советом при Президенте РФ.

В дальнейшем уже Государственная Дума РФ в 2003 г. приняла закон «Об электроэнергетике», разрешающий менеджменту РАО «ЕЭС России» разделение Единой энергосистемы страны по предельно-рыночному варианту, вопреки рекомендациям того же состава ГД РФ – о необходимости сохранения целостности электроэнергетического комплекса страны и сохранения вертикальной структуры АО-энерго.

На основании закона «Об электроэнергетике» с 2003 г. в России началась ускоренная ликвидация АО-энерго, разделение федеральных электростанций (ГЭС и ТЭС) на трансроссийские оптовые генерирующие компании (ОГК), деформация централизованной системы диспетчерского управления электроэнергетическим комплексом России.

Общая структура принятия решений в области электроэнергетики приведена на рис. 3.

<b>ПРЕЗИДЕНТ</b>	- 16 указов за период 1992-1998 гг.
<b>ГОССОВЕТ</b>	- Единая концепция реформирования электроэнергетики 15.05.2001 г.
<b>ГОСДУМА</b>	- 8 Федеральных законов и 9 постановлений за период 1995-1999 гг.
<b>СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ</b>	- 8 Федеральных законов и 9 постановлений за период 1995-1999 гг.
<b>ПРАВИТЕЛЬСТВО</b>	- 76 постановлений за период 1992-2001 гг.

Рис. 3. Структура принятия решений по электроэнергетике в Российской Федерации

Одновременно с административными решениями по реформированию отрасли, институтами РАН, Министерством промышленности и энергетики, Министерством экономического развития и торговли, проектными и научно-исследовательскими институтами электроэнергетики прорабатывались вопросы стратегии развития энергетики страны на перспективу (рис.4).

Институты РАН разрабатывали общую стратегию развития экономики и энергетики России, а конкретные проектные разработки в области электроэнергетики проводили институты, оказавшиеся в подчинении менеджмента РАО «ЕЭС России». В результате ключевые технологические и технические решения в отрасли принимались с ориентацией на установки непрофессиональных менеджеров РАО «ЕЭС России». Последнее наложило характерный отпечаток на научно-технические публикации ведущих специалистов институтов отрасли. Эти специалисты, обоснованно отмечая нарастающий износ основных фондов, анализи-



руя технические и финансовые потребности отрасли, в конечном счете, высказывали надежду, что проблемы электроэнергетики страны решит рынок.



Рис.4. Основные разработчики развития электроэнергетики Российской Федерации

**Функционирование отрасли в рыночных условиях.** Проведенное акционирование электроэнергетики не только сохранило единую энергетическую систему страны, но и обеспечило государственный контроль за работой отрасли. Последнее достигалось совокупностью экономических, материальных и технологических факторов: АО-энерго через пакеты акций, переданных в управление РАО «ЕЭС России», акционированных без права приватизации магистральных электрических сетей и системы диспетчерского управления отраслью. Фактически РАО «ЕЭС России» было концерном с самостоятельными АО-энерго, обеспечивающими надежность электро- и теплоснабжения регионов. Именно с этой целью все ТЭЦ городов (даже мощностью свыше 1000 МВт) были оставлены в управлении АО-энерго.

Контроль государства над отраслью осуществляется через большинство мест в совете директоров РАО «ЕЭС России», а реализация рыночных отношений в акционерных обществах электроэнергетики осуществляется через голосующие пакеты акций, переданные в управление РАО «ЕЭС России» (табл. 2).

*Важно подчеркнуть, что, в соответствии с Указом № 1334 Президента РФ, предусматривалось участие регионов в управлении электроэнергетикой путем передачи региональным комитетам по управлению имуществом 30% из принадлежащих государству голосующих акций пропорционально объемам потребленной электрической энергии. Это позволило бы губернаторам контролировать работу АО-энерго.*

Доля голосующих акций РАО «ЕЭС России»  
в акционерных обществах электроэнергетики на 01.01.2001 г.

Тип акционерных обществ	Количество акционерных обществ					Всего
	100 %	50-100%	50%	25-50%	Менее 25%	
АО-энерго	9	35	1	26	2	72
АО-электростанции	10	19	1	3	3	36
Институты	55	2	-	-	-	57
Обслуживающие организации	14	4	-	9	13	40
Прочие организации	5	6	3	9	11	34

Устранение монопольного влияния РАО «ЕЭС России» и минимизация тарифов на электрическую и тепловую энергию обеспечивалось выполнением следующих принципов работы отрасли:

- РАО «ЕЭС России» не участвует в установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию. Эту функцию выполняют независимые энергетические комиссии: федеральная и региональные (ФЭК и РЭК);
- все государственные электростанции, выведенные на ФОРЭМ, не могут монопольно влиять на тариф, поскольку последний определяется ФЭК для различных энергозон России. РАО «ЕЭС России» выступает только технологическим организатором и координатором оптового рынка;
- для исключения монополии АО-энерго на региональных розничных рынках, все региональные АО-энерго сформированы как энергодефицитные, покупающие энергию и мощность с ФОРЭМ, через который государство осуществляет регулирование тарифов.

*Либеризация цен в России, проведенная в 1991 г., содержала ряд крупных просчетов, заключавшихся в том, что были отпущены цены на все виды продукции, в то время как зарплаты, пенсии и тарифы на электроэнергию и газ были заморожены.*

Либеризация цен предполагала их последующее снижение вследствие конкуренции между производителями товаров, однако, корпоративные договоренности и желание получать сверхприбыль препятствовали процессу снижения цен.

Свобода в установлении цен позволила предприятиям многократно увеличивать стоимость продукции, которая приближалась к мировым ценам, хотя качество продукции существенно уступало зарубежным аналогам. В результате отечественные производители стали получать сверхприбыль, которая многократно превышала стоимость электроэнергии и газа в цене продукции.

В условиях, когда стоимость энергетических материалов и топлива непрерывно возрастала, встал вопрос о необходимости повышения цен на электроэнергию. Это встретило ожесточенное сопротивление руководителей промышленности, не желающих сокращения высокой доли прибыли.

Повышение тарифов для промышленности обуславливалось еще и тем, что в течение многих лет тарифы для населения были многократно ниже ее себестоимости, и для поддержания работы электроэнергетики соответственно увеличивали тариф для промышленности. В дальнейшем руководители предприятий для поддержания высокой нормы прибыли стали сокращать нерентабельные производства, но, поскольку инфраструктура предприятий сохранялась неизменной, возросла энергоемкость производства и соответственно доля стоимости электроэнергии в продукции.

Вынужденное повышение тарифов и рост энергоемкости производства вызвали массовые протесты руководителей предприятий и организацию ими многочисленных публикаций в средствах массовой информации о беспределе энергетиков-монополистов. И так как дальнейшее повышение цен на товары свыше мирового уровня приводило к потере конкурентоспособности, а сокращение прибыли и внутренних непомерных расходов было неприемлемым, то региональные власти стали занижать тарифы на электроэнергию, прежде всего за счет недообслуживания энергетического оборудования, а правительство сокращало в тарифах инвестиционную составляющую.

*Принятые решения по существу противопоставили работу промышленности и электроэнергетики, делая неизбежным упадок всего народного хозяйства страны.*

Как следствие этого противостояния практически с первых дней либерализации цен возникли неплатежи за электроэнергию и другие ресурсы. Положение усугублялось «плановым» государственным недофинансированием бюджетных организаций за потребленную тепловую и электрическую энергию.

Кроме того, переход к рыночным отношениям в электроэнергетике в соответствии с государственной программой приватизации государственных и муниципальных предприятий в РФ на 1992 г. привел к возникновению в общей цепи электроснабжения структур с различной формой собственности. Это нарушило единую систему технологической и диспетчерской дисциплины в общей цепи энергоснабжения, что снизило надежность обслуживания потребителей электроэнергии. Однако наибольшие нарушения возникли в системе платежей за электроэнергию из-за сохранения в новых экономических условиях функций сбыта товара (энергии и мощности) за государственными (муниципальными) унитарными предприятиями-перепродавцами, в то время как производство и в значительной мере доставка этого товара осуществлялась ком-

мерческими организациями: федеральными электростанциями, магистральными сетями и региональными АО-энерго.

Созданные условия, помимо разрыва технологической цепи управления отраслью, осложнились невозможностью эффективного контроля оплаты структурами потребителей-перепродавцов. Это было обусловлено разницей в формах собственности и различием в законодательных базах этих субъектов, что позволило перепродавцам практически бесконтрольно манипулировать финансовыми средствами, получаемыми от продажи электроэнергии. Действительно, функционирование ФОРЭМ и региональных АО-энерго регламентировались соответствующими федеральными законами и постановлениями правительства, в то время как функционирование муниципальных структур-перепродавцов определялось исключительно региональным законодательством. При этом структуры потребителей-перепродавцов оказались в абсолютной зависимости от администрации регионов и городов, как в части нормативно-законодательной базы, так и в части административного управления и контролируемых структур. Все это исключило внешние формы контроля за совместной деятельностью местных администраций и структур потребителей-перепродавцов. В результате чего последние стали основными задолжниками за потребленную электроэнергию, поскольку за счет средств, предназначенных АО-энерго, кредитовалось муниципальное хозяйство и осуществлялись собственные избыточные финансовые расходы (статья «Прочие расходы» не превышающие в АО-энерго 3-4%, у некоторых перепродавцов достигала 50%).

В этих условиях предприятия электроэнергетики продолжали обеспечивать потребителей энергией, а отключения неплательщиков не производилось. В результате роста дебиторской задолженности непрерывно возрастала и кредиторская задолженность электроэнергетики за потребленные энергоресурсы.

Фактически отрасли ТЭКа кредитовали всю промышленность страны в течение всего периода реформ. При таком непрерывном росте взаимной задолженности основной проблемой стала разработка системы жесткого контроля и учета потоков денежных средств, а также системы транзитных счетов. Кроме того, была создана система ФОРЭМ, которая должна была быть независимой от РАО «ЕЭС России».

Все эти системы были абсолютно прозрачными и четко контролируемые, но не могли устранить заложенные при либеризации ценовые несуразицы, определившие истинные причины противостояния между энергетикой и промышленностью. Тем не менее, в тот трудный период РАО «ЕЭС России» даже при малой инвестиционной составляющей в тарифах ввело 11 млн.кВт новых мощностей.

Положение в отрасли усугублялось тем, что в условиях роста инфляции не производилась переоценка основных фондов электроэнерге-

тики, стоимость которых упала в 20-30 раз по сравнению с энергетикой других стран. Из-за заниженных тарифов и малых дивидендов на фондовых рынках цена акций в электроэнергетике падала, а инвестиционная привлекательность стала призрачной.

Несмотря на то, что инвестиционные отчисления в тарифах 1995-1997 гг. для АО-электростанций и АО-энерго составляли суммы достаточные для воспроизводства основных фондов страны, они были нереализуемы (фиктивны), так как находились в дебиторской задолженности потребителей. Реальное поступление денег не обеспечивало даже выплату зарплаты (5-6% тарифа) в отрасли.

Вместо устранения ценовых диспропорций в стоимости энергетического оборудования, материалов и топлива, с одной стороны, и тарифов на электрическую и тепловую энергию, с другой стороны, Правительство РФ заморозило тарифы на электроэнергию в период 1995-1997 гг., при непрерывной стоимости компонент для производства энергии.

Более того, с 1997 г. из тарифов для АО-электростанций и АО-энерго была исключена инвестиционная составляющая, а для управления отраслью профессионалы-электроэнергетики были заменены «экономистами общего профиля».

*По оценкам ведущих экономистов мира, отделение собственника от управления капиталом и передача этих функций наемному менеджменту не обеспечивает максимализацию прибыли компании, а реализует задачу получения максимальной прибыли собственно менеджментом [15].*

### **Этапы реформирования электроэнергетики**

**Оценки необходимости реформирования отрасли.** Основные публикации о необходимости реформирования отрасли начались с 1999 г. в связи с передачей руководства РАО «ЕЭС России» команде менеджеров общего профиля. В этот период практически все члены правления РАО "ЕЭС России" в средствах массовой информации критиковали «болезни затратного механизма формирования тарифов» на энергию и требовали его ликвидации и даже «искоренения». Большинство этих выступлений были не мотивированы, и поэтому не поддаются критическому анализу. Исключение составляет позиция заместителя председателя правления РАО "ЕЭС России" Я.Уринсона, которая неоднократно освещалась в центральной печати и отраслевой газете РАО "ЕЭС России". /Энергия России (№10 2000 г., №48-2001 г., №77,78,98-2002 г.). Эта позиция критики затратного ценообразования в электроэнергетике России сводится к следующим основным утверждениям [18]:

- Электроэнергетики могут обосновывать включение в тариф любых производимых ими затрат.
- Электростанции не заинтересованы в снижении затрат на топливо, так как все расходы на топливо включаются в тариф.

- Электроэнергетики не заинтересованы в снижении затрат на технологию получения энергии, поскольку все эти затраты включаются в тариф.
- Ремонтное обслуживание электроэнергетического оборудования ведется хозяйственным способом, при котором в тариф включается стоимость материалов и зарплата ремонтников. Необходимо организовывать тендер на выполнение ремонтных работ с оплатой времени гарантированной безаварийной работы.
- Электроэнергетики не заинтересованы в снижении технологических и коммерческих потерь при транспортировке и сбыте энергии, поскольку все эти потери включаются в тариф.
- Численность персонала в электроэнергетике завышена, поскольку определяется «устаревшими нормативами». При снижении выработки электроэнергии по сравнению с 1990 г. численность персонала возросла.
- В тариф включается содержание социальной сферы отрасли, а эти затраты следует исключить как непрофильный вид бизнеса.

Эти утверждения не соответствовали принципам формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, сформированным в федеральных законах №41-ФЗ от 14.04.95 г. «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», №147-ФЗ от 12.08.95 г. «О естественных монополиях», №33-ФЗ от 11.09.99 г. «О внесении дополнений и изменений в Федеральный Закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Согласно указанным законам, целями государственного регулирования тарифов является защита экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов электроснабжающими организациями и *создание механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии.*

Согласно этим законам, для проверки расчетов и утверждения тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) энергоснабжающая организация представляет в РЭК (ФЭК) обосновывающие материалы в виде 40 развернутых форм, в которых требуется обосновать около 700 показателей (детально характеризующих работу энергоснабжающей организации на регулируемый период), большинство которых определяется технологическими нормами и правилами эксплуатации этого высокосложного автоматизированного производства. Для контроля достоверности расчетов эти показатели сопоставляются с соответствующими данными такого же периода регулирования в прошлом (базовый период). В целом с учетом дифференциации по параметрам производимой электрической и тепловой энергии при расчете тарифов только для одной энергоснабжающей организации контролируется свыше 3400 показателей. *Все это гарантировало обоснованность производимых затрат и прозрачность формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию.* Кроме того, принятая методика была представлена в виде про-

граммного продукта, что исключало ошибки расчетов и упрощало работу контролирующих структур [17].

Из анализа методики следует, что приведенная выше критика затратного механизма ценообразования в электроэнергетике не соответствует действительности по следующим причинам:

1. Утверждение о возможности включения в тариф любых затрат производителей не соответствует действительности, поскольку методикой расчета предусмотрено включение только затрат, связанных с технологией производства, передачи и распределения энергии по обоснованным нормам.
2. Высказывание о возможности снижения затрат на топливо не обосновано, так как расход топлива определяется его удельными затратами, нормируемыми для данного типа электростанций, и его рекомендуемое снижение противоречит законам термодинамики, а завышенный расход топлива оплачивается из прибыли.
3. Снижение затрат на поддержание технологического процесса вопреки требованиям проектно-эксплуатационных норм приведет к снижению надежности работы оборудования электрических станций, что недопустимо.
4. Проводимое уменьшение затрат на ремонт оборудования уже привело к недообслуживанию основного технологического оборудования, значительному увеличению сроков ремонта сверх нормативного времени, что ограничивает располагаемую мощность и снижает надежность работы электроэнергетики в целом. Введение тендерных торгов на ремонтное обслуживание электроэнергетического оборудования предполагает наличие соответствующей инфраструктуры, которая в процессе приватизации в России в значительной мере утрачена. Практикуемое иностранными фирмами гарантийное обслуживание электроэнергетического оборудования работ сопоставимо с ценой нового отечественного оборудования.
5. Технологические потери при транспортировке и сбыте энергии в электроэнергетике рассчитываются по научно-обоснованным методикам с точностью до долей процента, и потери, превышающие расчетные, не подтверждаются РЭК. Коммерческие потери энергоснабжающих организаций оплачиваются из прибыли, которая ограничена.
6. Численность персонала в электроэнергетике нормируется в соответствии с технологией работы электроэнергетического оборудования и определяется правилами технической эксплуатации и техники безопасности. Для обеспечения надежной работы электроэнергетического оборудования, характеризующегося высокой концентрацией энергии при особо опасных параметрах режима, когда ошибки в действиях персонала недопустимы, производится дублирование операций, осуществляемых персоналом. В целом увеличение численности персона-

ла обусловлено заполнением всех вакантных должностей в устойчиво работающей отрасли, а также введением штата охраны для исключения кражи цветных металлов и оборудования.

7. Содержание социальной сферы в тарифах постатейно нормируется правовыми актами. Эти незначительные отчисления (1-2%) определяются спецификой круглосуточной работы отрасли и предназначены для обеспечения условий безаварийной работы персонала.

*Из приведенных материалов следует, что критика менеджментом РАО "ЕЭС России" затратного механизма ценообразования была не обоснована и свидетельствовала об игнорировании основных принципов и специфики технологии электроэнергетического производства.*

Следует отметить, что критикуемый затратный принцип получения энергии базируется на известном из школьного курса физики законе сохранения энергии, согласно которому количество получаемой энергии равно химической энергии использованного топлива. *Поэтому производство энергии всегда является затратным, поскольку количество получаемой энергии определяется качеством и количеством сжигаемого топлива, т.е. его стоимостными («затратными») показателями. Кроме того, уровень других «сопутствующих затрат» в электроэнергетике, являющейся особо опасным сложным автоматизированным производством, определяется технологическими нормами и правилами технической эксплуатации оборудования, требованиями техники безопасности и экологическими нормами производства энергии. Эти нормы и требования научно обоснованы и базируются на многолетнем положительном опыте работы электроэнергетики страны, признанной до реформирования самой надежной энергосистемой мира.*

**Переход к непрофессиональному управлению отраслью.** С 1998 г. управление Единой электроэнергетической системой страны было передано наемному менеджменту, не имевшему профессиональных знаний в области электроэнергетики. В мировой практике использование наемного менеджмента в коммерческих структурах обеспечивает положительный результат при равном соотношении специалистов отрасли и управлением общего профиля. В электроэнергетике, являющейся особо опасным и высокотехнологическим производством подавляющее большинство задач требует профессиональных знаний для принятия управленческих решений. *Это подтверждается универсальным принципом создателя кибернетики Норберта Винера «Управление не может быть эффективным, если оно не учитывает технологические особенности управляемой системы».* В России, вопреки этому принципу решения стратегических и технологических задач, управление электроэнергетикой было передано топ-менеджерам, практически не имеющим квалификации в области электроэнергетики. Об этом свиде-



тельствуют составы Совета директоров и правления холдинга, которые практически не менялись до ликвидации РАО «ЕЭС России» [15].

Таблица 3

Квалификационный состав Совета директоров РАО «ЕЭС России»

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Специальность	Квалификация в электроэнергетике
1.	Волошин А.С. (председатель)	Советник руководителя администрации президента	Экономика	Отсутствует
2.	Христенко В.Б. (зам.председателя)	Министр промышленности и энергетики	Экономика	Отсутствует
3.	Березкин Г.В.	МК «Коми ТЭК»	Нефтехимия	Отсутствует
4.	Бугров А.Е.	«Интеррос»	Экономика	Отсутствует
5.	Греф Г.О.	Министр ЭРиТ	Юриспруденция	Отсутствует
6.	Медведев Ю.М.	ФА по управлению имуществом	Механика	Отсутствует
7.	Оганесян С.А.	Руководитель ФА по энергетике	Нефтехимия	Отсутствует
8.	Пушкарева О.С.	Департамент отраслевого развития РФ	Экономика	Отсутствует
9.	Рашевский В.В.	Руководитель компании СУЭК	Экономика	Отсутствует
10.	Ремес Ю.С.	Советник республики Финляндия	Экономика	Отсутствует
11.	Селезнев К.Г.	Департамент маркетинга ОАО «Газпром»	Финансы	Отсутствует
12.	Уринсон Я.М.	Заместитель председателя правления РАО «ЕЭС России»	Экономика	Отсутствует
13.	Чубайс А.Б.	Председатель правления РАО «ЕЭС России»	Экономика	2002 г. ФПК МЭИ «Гидроэнергетика»
14.	Шаронов А.Б.	Зам.министра ЭРиТ	Юриспруденция	Отсутствует
15.	Южанов И.А.	Министр по антимонопольной политике РФ	Экономика	Отсутствует

Как видно из табл. 3, состав Совета директоров РАО «ЕЭС России», определяющий стратегию компании по развитию электрических станций, магистральных, распределительных и сбытовых электрических сетей практически в полном составе не имеет профессиональной квалификации в области управляемого ими холдинга.

Из табл. 4 видно, что в составе правления холдинга, отвечающего за технологию работы отрасли, более 75% членов не обладают квалификацией в области электроэнергетики и не могут управлять этим особо опасным и высокотехнологичным производством системы жизнеобеспечения страны.

Таблица 4

Квалификационный состав Правления РАО «ЕЭС России» [19]

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Специальность	Квалификация в электроэнергетике
1.	Чубайс А.Б.	Председатель	Экономика	2002 г. ФПК МЭИ Гидроэнергетика
2.	Драчевский Л.В.	Зам.председателя Член Совета безопасности РФ	Физкультура	Отсутствует
3.	Уринсон Я.М.	Зам.председателя	Экономика	Отсутствует
4.	Аветисян В.Е.	Член правления	Строительство	Отсутствует
5.	Аюев Б.И.	Член правления	Электростанции	Электростанции
6.	Вайнзихер Б.Ф.	Член правления	Паротурбостроение	Паротурбостроение
7.	Воронин В.Е.	Член правления	Теплоэнергетика	Теплоэнергетика
8.	Гозман Л.Я.	Член правления	Психология	Отсутствует
9.	Дубинин С.К.	Член правления	Экономика	Отсутствует
10.	Зубакин В.А.	Член правления	Радиоаппаратуростроение	Отсутствует
11.	Раппопорт А.Н.	Член правления	Экономика	Отсутствует
12.	Синюгин В.Ю.	Член правления	Правоведение	Отсутствует
13.	Смирнов П.С.	Член правления	Юриспруденция	Отсутствует
14.	Трапезников А.В.	Член правления	Филология	Отсутствует
15.	Удальцов Ю.А.	Член правления	Математика	Отсутствует
16.	Чикунев А.В.	Член правления	Экономика	Отсутствует

Напомним, что передача управления государственной отрасли наемному менеджменту, по оценкам ведущих экономистов мира [15], не обеспечивает максимализацию прибыли компании (РАО «ЕЭС России»), а реализует задачи получения максимальной прибыли собственно менеджментом.

**Этапы ликвидации Единой электроэнергетической системы.** Первоначально новым менеджментом РАО «ЕЭС России» сразу было создано закрытое акционерное общество «Центр договоров и расчетов»

(ЗАО ЦДР), который дублировал на непрофессиональной основе работу ЦДУ РАО «ЕЭС России». По существу была создана внутренняя коммерческая структура для получения дополнительной неконтролируемой прибыли за счет наценки к тарифам на электроэнергию. Эта прибыль пошла на кратное увеличение затрат на содержание этого менеджмента. Для государства-собственника РАО «ЕЭС России» такой подход не только завышал тарифы на электроэнергию, но и ухудшал экономичность работы единой энергосистемы страны за счет нарушения принципа равного доступа производителей электрической энергии и мощности на ФОРЭМ.

Вторым шагом нового менеджмента РАО «ЕЭС России» стало отстранение губернаторов от совместного ведения электроэнергетики регионов, предусмотренного Конституцией РФ. Для этого в руководстве практически всех АО-энерго и крупных АО-электростанций профессионалы энергетики были заменены менеджерами, не имеющими профессионального энергетического образования, но аффилированными новому руководству РАО «ЕЭС России». Это осуществлялось путем заключения прямых контрактов между Председателем Правления РАО «ЕЭС России» и руководителем соответствующего предприятия АО-энергетики. Согласно контракту невыполнение любого указания РАО «ЕЭС России» означало немедленное увольнение данного руководителя АО-энергетики региона. Такое действие оказалось возможным благодаря незаконному использованию менеджментом РАО «ЕЭС России» около 30% государственного пакета акций данного АО-энерго, принадлежащих согласно Указу Президента РФ (№ 1334 от 05.11.92 г.) имущественным структурам регионов.

Третьим шагом, направленным на подавление финансовой самостоятельности АО-энерго и АО-электростанций, стала замена в 1998-1999 гг. 70% профессионального состава советов директоров дочерних и зависимых обществ непрофессионалами, угодными новому менеджменту РАО «ЕЭС России» (руководители и сотрудники департаментов РАО «ЕЭС России», различных частных ОАО, ООО и фондов). Вновь созданные советы директоров дочерних и зависимых обществ обеспечивали передачу практически всей прибыли и дивидендов руководству РАО «ЕЭС России», а все прочие статьи расходов жестко ограничивались и контролировались менеджментом РАО «ЕЭС России». *В результате техническое развитие материальной базы региональных АО-энерго и АО-электростанций фактически прекратилось.*

В период 1999-2002 гг. продолжился отбор финансовых средств у дочерних и зависимых обществ, на которые менеджмент РАО «ЕЭС России» приобретал энергетические активы за рубежом (Болгария, многие страны СНГ), в то время как в отечественной электроэнергетике увеличился объем ремонтов устаревшего оборудования, а объем инвестиций в новое строительство снизился на порядок, даже по сравнению с начальным

периодом реформ (1991-1997 гг.). После прихода нового менеджмента к управлению отрасли удельный вес убыточных предприятий отрасли возрос более чем вдвое (с 21% – 1997 г., до 48,5% в 2003 г.). При рекламируемой РАО «ЕЭС России» 100% оплате за потребленную энергию живыми деньгами, дебиторская задолженность холдинга на 01.01.04 г. составила 212 млрд.руб. (25% выручки), а кредиторская задолженность РАО «ЕЭС России» составила 324 млрд.руб. (около 40%) [20].

В период 2001-2003 гг. менеджментом РАО «ЕЭС России» была проведена компания по изъятию у АО-энерго ключевых функций по технологическому управлению электроэнергетикой регионов: диспетчерских служб и служб релейной защиты и автоматики. Это привело к нарушению систем управления собственно АО-энерго в нормальных и аварийных режимах, поэтому указанные службы в АО-энерго были восстановлены с сокращением штатного персонала на 50%. В этот же период времени руководителям АО-энерго были выданы щедрые опционы для поддержки проводимых реформ по разрушению региональной электроэнергетики.

Поскольку при изъятии у АО-энерго штатов и программных средств диспетчерского управления, релейной защиты и автоматики было потеряно рациональное зерно – прогноз и управление электропотреблением регионов и страны в целом, то в регионах была создана промежуточная система с административно-коммерческими функциями на основе жесткого выполнения заданий и контрактов. Для этой цели были созданы новые (промежуточные) структуры – районные диспетчерские управления (РДУ). Эти РДУ первоначально были созданы в 58 регионах страны, а потом их число увеличилось до 62.

Система РДУ была ориентирована не на надежное электроснабжение потребителей с минимизацией расхода топливно-энергетических ресурсов страны, а на оптимизацию прибыли РАО «ЕЭС России» за счет штрафов, взимаемых с производителей и потребителей электроэнергии и мощности при отклонениях от утвержденных графиков. Подобная система ухудшала надежность электроснабжения регионов, поскольку ранее формировавшиеся планы-задания на потребление тепла, электрической энергии и мощности не были жесткими и корректировались с учетом возможностей «ЕЭС России» и климатических факторов в регионах. Новая система РДУ требовала у регионов точных заявок на электроэнергию и мощность на каждый день и предусматривала крупные штрафы за отклонение заявок от реального потребления. В результате происходило перераспределение средств от дочерних и зависимых обществ, а также сбытовых структур – в пользу менеджмента РАО «ЕЭС России». Это приводило к поглощению муниципальных структур электроснабжения холдингом РАО «ЕЭС России», за счет сформированных таким образом задолженностей.

Подобная система оптимизации прибыли одной коммерческой структуры (РАО «ЕЭС России») наносит прямой ущерб государству за счет ухудшения рационального расхода топлива, а в ряде случаев и за счет финансовых санкций за «избыточное» производство дешевой электроэнергии от ГЭС.

Начиная с 2003 г. РАО «ЕЭС России» широко рекламирует компанию по организации сектора свободной продажи электроэнергии (ССПЭ) на оптовом рынке (ОР) энергии и мощности, что должно дать основной результат рыночных преобразований – снижение тарифов на электроэнергию. Для этого было подготовлено постановление правительства (№ 643 от 24.10.03) «О правилах оптового рынка электрической энергии и мощности переходного периода».

Согласно этому постановлению, с 2003 г. на ОР создается ССПЭ в Европейской части России и на Урале в объеме 5-15%, а в Сибири в объеме 5% от полной реализации ОР соответствующей энергозоны. Для привлечения производителей и потребителей электроэнергетики в ССПЭ цены на электроэнергию в этом секторе должны быть ниже регулируемой цены ОР. В ситуации, когда тарифы на электроэнергию и мощность жестко ограничивались МЭРТ, ФЭК и РЭК регионов и не покрывали минимально необходимых обоснованных затрат (например амортизационные затраты начислялись не по норме, а по стоимости замены аварийных узлов оборудования), желающих снизить тарифы для участия в ССПЭ не оказалось.

В этих условиях менеджмент РАО «ЕЭС России» директивно выделил группу производителей электроэнергии для работы в ССПЭ, для которых по договоренности с ФЭК в тарифах были снижены на 15% постоянные затраты (технологически необходимые для поддержания резерва мощности). Так возникло предложение энергии по сниженным тарифам в ССПЭ. В результате такой принудительной операции из 167 участников ОР (продавцы и покупатели), в ССПЭ перешли свыше 100 участков ОР, из которых 43 были дочерними и зависимыми структурами РАО «ЕЭС России».

Казалось бы, рыночные механизмы по свободной продаже электроэнергии, наконец, осуществились, однако, в течение 2003-2004 гг. торговля электроэнергией носила имитационный характер, в которой многочисленные фиктивные сделки высокооплачиваемых менеджеров (АТС, РАО «ЕЭС России», перепродавцы) осуществлялись за счет средств, взимаемых АТС с участников ОР.

С середины 2004 г. начали заключаться реальные договоры на поставку электроэнергии по свободным ценовым заявкам в объеме 7-9% энергопотребления Европейской части страны и Урала. Однако к середине 2005 г. объем реализации на ССПЭ снизился до 6,3%, а отношение предложение/спрос не превысило 27% [21]. В Сибирской зоне объем реализации в ССПЭ составил всего 2,5%. Как на большой успех работы

ССПЭ указывается на достигнутый к 01.06.2005 г. экономический эффект в объеме 3 млрд. руб., что составило 0,3% валового дохода холдинга и было достигнуто за счет снижения надежности работы производителей электроэнергии, выделенных в ССПЭ.

Заключительный период рыночных преобразований был реализован в 2004-2005 гг., когда в ускоренном порядке были ликвидированы («распакованы») региональные АО-энерго, а федеральные электростанции разделены на 10 объединенных генерирующих компаний, которые, в основном, проданы частным структурам.

Поскольку региональные АО-энерго являлись основой электро- и теплоснабжения регионов и многие губернаторы возражали против их ликвидации, то менеджмент РАО «ЕЭС России» через советы директоров АО-энерго, в которых практически не было представителей регионов и преобладали лица, аффилированные руководством РАО «ЕЭС России», принял решения о проведении внеочередных собраний акционеров АО-энерго. И так как руководство РАО «ЕЭС России» в большинстве АО-энерго обладало контрольным пакетом акций (см. табл.2), то по решению собрания акционеров эти АО-энерго стали ускоренно ликвидироваться.

***Разделение холдинга РАО «ЕЭС России» на бизнес-структуры.***

В течение периода реформирования электроэнергетики топ-менеджеры холдинга продолжали создавать новые менеджерские команды по управлению подразделениями холдинга:

- – системный оператор – ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;
- – федеральная сетевая компания ОАО «ФСК ЕЭС»;
- – исполнительный аппарат ОАО РАО «ЕЭС России».

Кроме того, была создана громоздкая структура некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НПАТС), контролирующее сделки по продаже электроэнергии (и мощности).

Системный оператор обеспечивает балансы электрической энергии и мощности при долгосрочном, краткосрочном и оперативном ведении режимов, что требует высокопрофессиональных знаний в области режимов работы генерирующих источников, технологических процессов передачи и распределения электрической энергии и мощности на всей территории страны. Этим профессиональным требованиям не отвечает состав Совета директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (табл. 5).

Из табл. 5 видно, что Совет директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на 2/3 состоит из экономистов и юристов, не имеющих профессиональных знаний в области стратегии диспетчеризации балансов энергии и мощности в ЕЭС России.

Состав правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в полной мере отвечает квалификации в области управления режимами работы ЕЭС России и соответствует структуре ЦДУ ЕЭС до реформирования.

Федеральная сетевая компания передает электрическую энергию и мощность от генерирующих источников к региональным потребителям, преобразуя при этом электроэнергию по уровням напряжения и обеспечивая необходимые балансы активной и реактивной энергии и мощности при минимизации потерь электроэнергии при транспортировке.

Таблица 5

Квалификационный состав Совета директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» [19]

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Специальность	Квалификация в электроэнергетике
1.	Христенко В.Б. (председатель)	Министр промышленности и энергетики РФ	Экономика	Отсутствует
2.	Чубайс А.Б. (зам.председателя)	Председатель правления РАО «ЕЭС России»	Экономика	Гидроэнергетика ФПК МЭИ 2002
3.	Аюев Б.И.	Председатель правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	Электростанции	Электростанции
4.	Волошин А.С.	Советник руководителя администрации Президента РФ	Экономика	Отсутствует
5.	Греф Г.О.	Министр экономического развития и торговли	Правоведение	Отсутствует
6.	Иванов С.Н.	Зам.министра Атомной энергетики	Ядерная физика	Ядерная физика
7.	Пономарев Д.В.	Председатель правления НП «АТС»	Правоведение	Отсутствует
8.	Раппопорт А.Н.	Председатель правления ОАО «ФСК»	Экономика	Отсутствует
9.	Удальцов Ю.А.	Член правления ОАО РАО «ЕЭС России»	Математика	Отсутствует

Стратегические задачи ОАО «ФСК ЕЭС», определяемые ее Советом директоров, должны решать вопрос о перспективах развития компании, что требует современных знаний в области новых технологий передачи электроэнергии и мощности с управляющим воздействием на объекты транспорта энергии: линии электропередачи и преобразовательные подстанции.

Представленный в табл. 6 состав Совета директоров компании по передаче электрической энергии и мощности на 2/3 состоит из экономистов общего профиля и правоведов, не имеющих профессиональных

знаний в области стратегии развития магистральных и распределительных сетей и подстанций.

Оперативное управление магистральными (МЭС) компаниями требует профессиональных знаний в области управления режимами передачи электроэнергии, учета потерь и регулирования напряжения и реактивной мощности).

Таблица 6

Квалификационный состав Совета директоров  
Федеральной сетевой компании ОАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Специальность	Квалификация в электроэнергетике
1.	Христенко В.Б.	Министр промышленности и энергетики РФ (Председатель СД)	Экономика	Отсутствует
2.	Аюев Б.И.	Председатель правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	Электростанции	Электростанции
3.	Волошин А.С.	Советник руководителя администрации Президента РФ	Экономика	Отсутствует
4.	Греф Г.О.	Министр ЭРиТ РФ	Правоведение	Отсутствует
5.	Иванов С.Н.	Зам. министра по атомной энергетике	Ядерная физика	Ядерная физика
6.	Пономарев Д.В.	Председатель правления НП «АТС»	Правоведение	Отсутствует
7.	Раппопорт А.Н.	Председатель правления ОАО «ФСК ЕЭС»	Экономика	Отсутствует
8.	Удальцов Ю.А.	Член Правления РАО «ЕЭС России»	Математика	Отсутствует
9.	Чубайс А.Б.	Председатель правления РАО «ЕЭС России»	Экономика	ФПК «Гидроэнергетика», 2002 г.

Представленный состав Правления ОАО «ФСК» (табл. 7) на 70% состоит из лиц, не имеющих квалификации в области технологии управления и регулирования процессами передачи и распределения электрической энергии и мощности.

Исполнительный аппарат ОАО РАО «ЕЭС России» (1998-2008 г.) содержал три высоко затратные структуры: корпоративный центр, центр управления реформой и центр бизнес-единиц [22].



Корпоративный центр не был связан с технологией работы отрасли и состоял из 10 блоков (департаментов), которые управляли акциями, финансами и кадрами. Центр управления реформой в составе 5 крупных экономических блоков был занят разделением, ликвидацией и продажей подразделений некогда единой электроэнергетической системы страны.

Центр бизнес-единиц контролировал прибыльность функционирования различных видов генерации, передающих сетей и структур ОАО «СО-ЦЭУ».

Таблица 7

Квалификационный состав Правления ОАО «ФСК»

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Специальность	Квалификация в электроэнергетике
1.	Раппопорт А.Н.	Председатель Правления	Экономика	Отсутствует
2.	Чистяков В.Н.	Зам.председ. Правления	Экономика	Отсутствует
3.	Васильев В.А.	Зам.председ. Правления	Электроснабжение	Электроснабжение
4.	Виноградов Д.В.	Зам.председ. Правления	Экономика	Отсутствует
5.	Дорофеев В.В.	Зам.председ. Правления	Энергетика	Энергетика
6.	Тузов М.Ю.	Зам.председ. Правления	Конструктор-технолог	отсутствует
7.	Маслов А.В.	Член Правления	Экономика	Отсутствует

Некоммерческое Партнерство «Администратор торговой системы» (НП АТС) после ликвидации РАО «ЕЭС России» был переименован в НП «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью». В структуры НП АТС входят Наблюдательный совет в составе 16 представителей: 4 – от палаты поставщиков, 4 – от палаты покупателей, 4 – от аппарата Правительства РФ и 4 – от Федерального собрания РФ.

В Правление НП АТС входят: Председатель - Пономарев Д.В. (специальность – правоведение), Лупин С.В. (расчеты по ФОРЭМ), Баркин О.Г. (имитационные торги), Румянцев С.Ю., Суханова Е.Ф. (нормативно-правовая база) и Шкатов В.А. (функционирование рынка электроэнергии).

Таким образом, НП АТС (НП «Совет рынка») является громоздкой непроизводительной структурой, содержание которой увеличивает тарифы

на электроэнергию за счет крупных взносов, взимаемых с участников оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности.

### Электроэнергетика в период реформирования

**Состояние генерирующих мощностей.** *Атомная электроэнергетика.* Развитие отрасли до 2010 г. определяется комплексом противоречивых документов [23-27], среди которых на рассматриваемый период реально реализуемой является ФЦП «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года» (рис. 5). Из рисунка видно, что в период 2001-2005 гг. большинство правительственных документов не исполнялись, и реально было введено только два атомных энергоблока мощностью по 1 ГВт (1-й блок Ростовской АЭС – 2001 г. и 3-й блок Калининской АЭС – 2004 г.). За этот же период проектный парковый ресурс выработали 9 атомных энергоблоков I и II поколений АЭС различной мощности, и продление их ресурса осуществлялось планомерно в течение 2001-2006 гг.

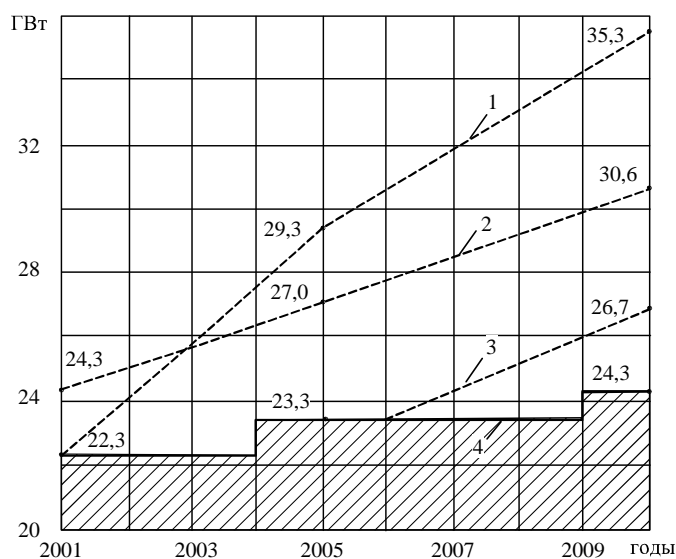


Рис. 5. Основные задачи развития атомной электроэнергетики на период 2001-2010 годов и их реализация (4).

Энергетическая стратегия России на период до 2020г.

Программа развития атомной энергетики РФ на 1998-2005 гг. и на период до 2010 г.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.

ФЦП «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 гг. и на перспективу до 2015 г.»

Одновременно проводились работы по повышению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ряда действующих блоков АЭС. Все эти мероприятия позволили увеличить выработку электроэнергии на АЭС России со 131 ТВт·ч (2000 г.) до 149 ТВт·ч (2005 г.). На период 2006-2010 гг. развернуты работы по строительству 12 атомных энергоблоков из 18 АЭС, имевших строительный задел от 20 до 70% и законсервированных в 90-е годы XX века. Однако до 2010 г. ожидался ввод только 2-го блока Ростовской АЭС, мощностью 1 ГВт в 2009 г. (рис. 5).

*Гидравлическая электроэнергетика.* На период до 2010 г. основной прирост генерирующих мощностей будет формироваться завершением строительства в Приангарье Богучанской ГЭС (3 ГВт), достройкой плотины и увеличением мощности Бурейской ГЭС (с 1 до 2 ГВт) на Дальнем Востоке. Некоторое увеличение действующих мощностей даст завершение строительства ряда менее крупных ГЭС на Северном Кавказе. Это достройка плотины и увеличение мощности Ирганайской ГЭС (с 0,2 до 0,8 ГВт), Зарамагских ГЭС с проектной мощностью 0,35 ГВт, а также достройка водозабора Зеленчукских ГЭС с увеличением мощности до проектного уровня -0,16 ГВт и завершения работ по каскаду Нижне-Чирекских ГЭС мощностью 0,12 ГВт.

Реально за период 2001-2005 гг. увеличение мощности ГЭС составило 1,2 ГВт [28], а планируемый ввод новой генерации на 2006-2010 гг. составит [29, 30]

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
Мощность, ГВт	0,05	0,7	0,47	1,2	1,96	3,91

Основные задачи развития гидрогенерации [23, 25, 27] и их реализация до 2010 г. показаны на рис.6.

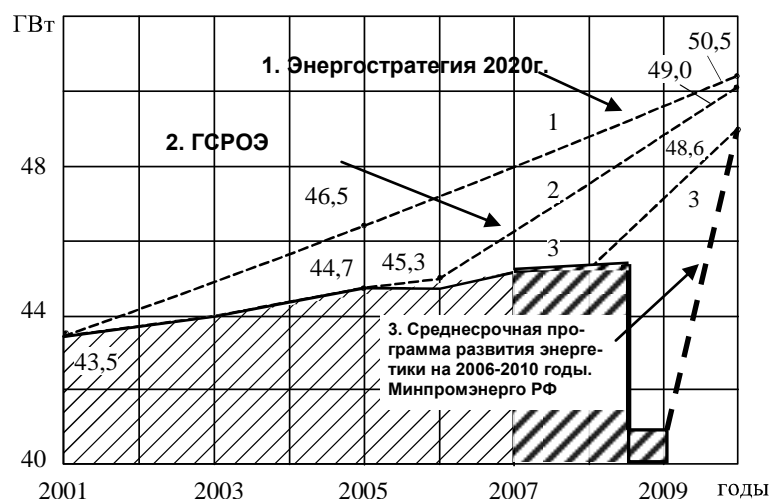


Рис.6. Основные задачи развития гидрогенерации холдинга РАО «ЕЭС России» на период 2001-2010 годов и их реализация

Из рис. 6 следует, что основные государственные решения по развитию гидроэлектроэнергетики не выполняются, а за период 2001-2007 гг. ежегодный прирост гидрогенерации (с учетом техперевооружения) составил около 0,3 ГВт. Этот прирост составляет 0,7% от установленной мощности ГЭС, что существенно меньше ожидаемого темпа выработки паркового ресурса ГЭС, достигающего 1,4 ГВт/год [31].

Следует заметить, что увеличение ввода мощности ГЭС до 2 ГВт в год намечается только после ликвидации РАО «ЕЭС России».

*Тепловая электроэнергетика.* Период 2001-2006 гг. характеризовался единичными вводами парогазовых блоков на Северо-Западной ТЭЦ (2×0,45 ГВт), Калининградской ТЭЦ (2×0,45 ГВт) и Нижневартовской ГРЭС - 0,8 ГВт, а также реновацией ТЭС в объеме до 3 ГВт [28]. За этот же период демонтаж предельно-выработанных мощностей ТЭС составил 6,5 ГВт. В целом прирост мощности за период 2001-2006 гг. составил около 1 ГВт/год, что составляет 0,7% от установленной мощности ТЭС. Это существенно меньше ожидаемого темпа выработки паркового ресурса ТЭС, достигающего 4 ГВт/год [31].

Начиная с 2007 г. предусматривается увеличение выработки электроэнергии за счет перевода ТЭС с паросилового цикла на парогазовый с соответствующим увеличением мощности и КПД станции. Например, на Ивановской ГРЭС намечается ввод двух ПГУ-325 с газотурбинными установками ГТЭ-110. Проектная мощность 700 МВт, КПД – 51%.

Планируемый ввод новой генерации на ТЭС в 2006-2010 гг. реально может составить [29, 30]:

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
Реновация, ГВт	0,2	0,3	0,4	1,0	0,6	2,5
Новый ввод, ГВт	1,0	1,2	3,2	3,2	4,7	13,3

Основные намеченные по разным программам [23, 25, 27] задачи развития тепловой генерации и их реализация показаны на рис. 7.



Рис.7. Основные задачи развития теплогенерации холдинга РАО «ЕЭС России» на период 2001-2010 гг. и их реализация

Из рис.7 видно, что основные государственные решения по вводу новых мощностей ТЭС различаются в 2-3 раза, особенно на период 2008-2011 гг. Заметим, что реализация даже минимального варианта развития ТЭС затруднена ввиду недостатка инфраструктуры и кадрового обеспечения («Москве не хватает мощности». Коммерсант, № 180 от 03.10.07).

**Состояние систем управления отраслью.** Как показано выше, базой технологической реализации электроэнергетики России являлись вертикально-интегрированные региональные АО-энерго. Такая система региональных центров энергоснабжения со сбалансированным производством и потреблением электроэнергии и единой автоматизированной кольцевой сетью высокого напряжения оптимизировалась десятилетиями и позволяла обеспечивать в пределах каждого региона весь комплекс услуг по производству, передаче и распределению энергии, гарантировавших надежность электро- и теплоснабжения потребителей.

Это было достигнуто созданием в регионах в течение многих десятилетий теплоэнергоцентралей, электрических и тепловых сетей, систем учета и распределения энергии, ориентированных на потребителей дан-

ного региона. Весь этот региональный электро- и теплоэнергетический комплекс имел единую систему административно-диспетчерского управления и общую инфраструктуру обеспечения производства с многочисленными организационными и технологическими связями (рис.8), которые были оптимально приспособлены для гарантированного энергообеспечения каждого региона России.

Таким образом, региональные АО-энерго были высоконадежными комплексными структурами, гарантирующими в течение десятилетий работу систем жизнеобеспечения каждого субъекта Российской Федерации.

При разделении АО-энерго (рис.9) выделились коммерческие структуры по генерации, передаче и сбыту энергии (с запретом объединять диспетчеризацию и транспорт энергии со структурами по производству и сбыту энергии) с целью «устранения локального монополизма», который на самом деле проявляется в жизненно необходимом единстве административного, технического и технологического подчинения всех структур АО-энерго, работающих на общую цель: обеспечение надежного электро- и теплоснабжения региона.

В генерирующую компанию региона (ГКР) входят ТЭЦ региона, все крупные котельные, тепловые сети и блок-станции.

Региональные системы передачи электроэнергии разбиваются на магистральные сетевые компании (МСК) региона и распределительные сетевые компании (РСК) региона. В состав МСК входят все линии 220 кВ, оставшиеся в составе региона после акционирования 1992 г., а также все линии 110 кВ, питающие трансформаторные подстанции мощностью 125 и выше.

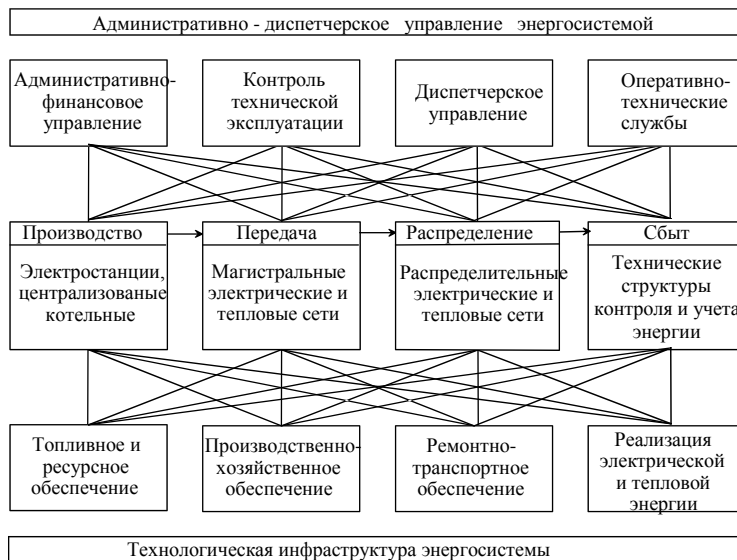


Рис.8. Основные оперативно-производственные структуры и связи, обеспечивающие надежность энергоснабжения регионов



Рис. 9. Базовая схема ликвидации региональных систем энергоснабжения:  
 АО-энерго – региональная система энергоснабжения;  
 УКАО – управляющая компания АО-энерго; МСК – магистральная сетевая компания; ММСК – межрегиональная магистральная сетевая компания; РСК – распределительная сетевая компания региона; МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания; ГКР – генерирующая компания региона (ТЭЦ, блокстанции, тепловые сети, котельные); ТГК – территориальная

генерирующая компания; ОДС – оперативно-диспетчерская служба АО-энерго; СРЗА – служба релейной защиты и автоматики АО-энерго; РДУ – районное диспетчерское управление; СБЫТ – сбытовые структуры АО-энерго; ГП – гарантирующие поставщики энергии в регионе

*Основная цель создания МСК - изъятие из регионов в пользу ОАО РАО «ЕЭС России» средств за транспортировку электроэнергии по основным сетям региона. В состав РСК региона входят остатки сетей 110 кВ и часть сетей 10-35 кВ, входивших ранее в компактные сети многочисленных районов каждого субъекта федерации. Эти утратившие единство управления региональные распределительные сети передаются в управление межрегиональным распределительным сетям (МРСК), центры которых расположены за сотни километров от управляемых районов. Такая система помимо фактической потери технологической управляемости дала возможность менеджменту РАО «ЕЭС России» обессточивать любой район любого субъекта федерации, реализуя корпоративные цели.*

Сбытовые структуры АО-энерго охватывают сети 0,4-6-10-35 кВ, и совместно со сбытовыми структурами муниципальных и сельских систем электроснабжения объединяются в группы гарантирующих поставщиков (ГП). *Структуры ГП наиболее надуманы и не могут ничего гарантировать, так как не имеют ни генерирующих источников, ни средств доставки электроэнергии от этих источников. Ожидаемая конкуренция в сфере сбыта также носит виртуальный характер, так как каждый потребитель имеет единственную сеть поставки электроэнергии и конкурировать могут только менеджерские команды, изменяя затраты на обслуживание и учет в этих сетях. Реально увеличение числа сбытовых структур приведет к росту тарифов, так как все затраты на создание многочисленных менеджерских команд по сбыту электроэнергии в конечном итоге оплатит тот же потребитель.*

«Распаковке» АО-энерго предшествовало указание менеджмента РАО «ЕЭС России» об изъятии из состава энергосистем ключевых технологических звеньев-служб релейной защиты и автоматики и диспетчерских служб для комплектования будущих районных диспетчерских управлений (РДУ). *Это указание создавало в России широкомасштабную аварийную ситуацию, поскольку при этом АО-энерго регионов теряло ключевые функции по технологическому управлению и аварийной защите оборудования. Для избежания массовых аварий АО-энерго восстановили эти службы с сокращением штатов на 50%.*

Первоначально РДУ были созданы в 58 регионах страны, потом их число увеличилось до 62. *Надуманность и неэффективность созданных РДУ состояла в том, что при их организации была утрачена базовая функция технологического управления электроэнергетикой – возможность управления энергопотреблением регионов, хотя именно эта функция в б. СССР и России до 2000 г. обеспечивала наилучшие показа-*



*тели надежности по сравнению с другими энергосистемами различных стран мира.* Функции управления энергопотреблением осуществлялись в АО-энерго через службы многих сетевых предприятий, связанных с сотнями потребителей региона.

Необходимо обратить внимание, что если выделение из единого высоконадежного комплекса АО-энерго отдельных структур ГКР, СКР, МСК и РДУ обосновывалось «необходимостью ликвидации локального монополизма» и было бесспорной технологической ошибкой, то создание при распаковке АО-энерго дополнительного звена в виде управляющей компании энергосистемы (УКАО) изначально не имело управленческого смысла. Это подтверждается тем, что первоначально созданные в регионах многочисленные УКАО не имели ни материальных, ни технических средств для управления созданными ГКР, СКР, МСК, и поэтому после создания УКАО они были вскоре ликвидированы авторами «распаковки».

Проведенная реформа систем управления, передачи и распределения электроэнергии с созданием громоздких и неэффективных структур системного оператора, администратора торговой системы, суперсетевой компании, позволяющей административно контролировать электроснабжение даже малых регионов России, была дополнена деформацией структуры генерирующих мощностей страны. Последнее включало создание на первом этапе 4 гидравлических и 6 тепловых экстерриториальных объединенных генерирующих компаний (ОГК), а также передачу управления 70 генерирующих компаний регионов (ГКР) в 14 центров, названных территориальными генерирующими компаниями (ТГК).

В результате в системе электроснабжения страны было потеряно рациональное зерно - управление электропотреблением и создана громоздкая система с административно-коммерческими функциями управления производством электроэнергии на основе жесткого выполнения заданий и контрактов (рис. 10).

Такая система управления электроэнергетическим комплексом России имеет ослабленную функцию технологического управления отраслью с преобладанием административно-коммерческих каналов управлением производства электроэнергии.

*Созданная система управления электроэнергетикой России ориентирована не на надежное электроснабжение потребителей с минимизацией расхода топливно-энергетических ресурсов страны, а на оптимизацию прибыли ОАО РАО «ЕЭС России» (СО, АТС) за счет штрафов, взимаемых с производителей и потребителей электроэнергии и мощности за отклонение от утвержденных графиков.*

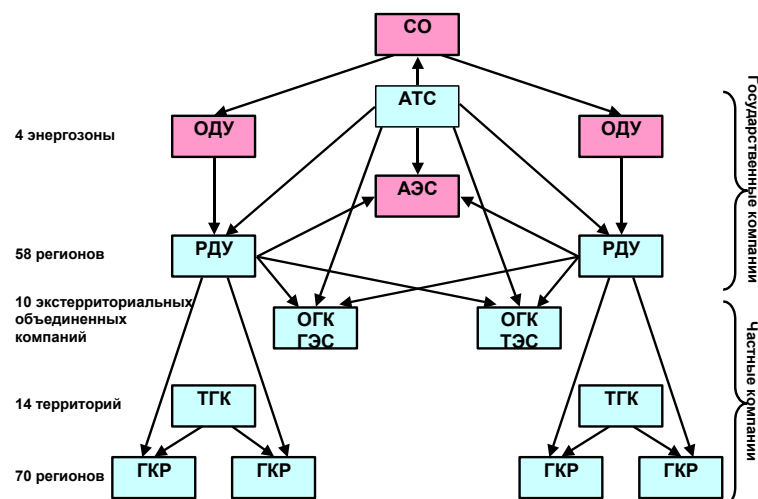


Рис.10. Коммерчески-административная система управления генерацией ЭЭК России после реформирования:

СО – системный оператор; АТС-администратор торговой системы;  
 ОДУ – объединенные диспетчерские управления энергозон страны;  
 АЭС – атомные станции концерна Росэнергоатом

*Подобная система оптимизации прибыли для одного хозяйствующего субъекта (и его менеджмента) наносит прямой ущерб государству за счет нерационального расходования топлива, а в ряде случаев и за счет холостого сброса воды на ГЭС - во избежание жестких финансовых санкций за «избыточное» производство дешевой электроэнергии от ГЭС.*

#### **Состояние систем передачи и распределения электроэнергии.**

Состояние систем передачи и распределения электроэнергии в РАО «ЕЭС России» до ее реформирования было рациональным как по технологии, так и по затратам на обслуживание этих систем [9].

В России к 2000 г. протяженность магистральных и распределительных сетей электроэнергетического комплекса страны составляла 2582 тыс. км., а кабельных сетей 131 тыс.км. Общая трансформаторная мощность всех подстанций этих сетей равнялась 720,5 ГВА, из которых мощность трансформаторных подстанций всех классов напряжений составляла 609 ГВА, а сумма всех трансформаторных пунктов равнялась 111,5 ГВА. Данные по структуре электрических сетей 110 кВ и выше приведена в [32].

Структура магистральных и распределительных сетей по протяженности и основным классам напряжений представлена в табл. 7.

Таблица 7

Структура воздушных линий электропередачи  
электроэнергетического комплекса России в 2000 г.

№ п/п	Класс напря- жения линий	Протяженность ли- ний	
		тыс.км	про- центы
1.	750 кВ и выше	4,14	0,17
2.	500 (400) кВ	36,9	1,51
3.	330 кВ	8,96	0,37
4.	220 (154) кВ	84,52	3,45
5.	110 кВ	218,48	8,9
6.	35 (20) кВ	183,75	7,5
7.	6-10 кВ	1077,2	43,95
8.	0,6 кВ и ниже Все напряже- ния	5	
		837,0	34,15
		2451,0	100,0

Структура трансформаторных подстанций магистральных и распределительных сетей по мощности и по числу подстанций представлена в табл. 8.

Таблица 8

Структура преобразовательных подстанций и трансформаторных  
пунктов электрической сети электроэнергетического комплекса  
России в 2000 г.

№ п/п	Класс напряжения	Число	Мощность, ГВА	%
	Подстанции			
1.	750 кВ и выше	8	18,34	2,55
2.	500 (400) кВ	97	108,04	15,0
3.	330 кВ	57	27,34	3,8
4.	220 (154) кВ	720	168,05	23,32
5.	110-154 кВ	7719	231,14	32,08
6.	10-35 кВ	9033	56,15	7,8
7.	Трансформаторные пункты 6-35/0,4 кВ	513475	111,45	15,47
	Всего:	531109	720,51	100,0

На основании данных табл.7 и 8 на рис. 11 представлена структура магистральных и распределительных сетей электроэнергетического комплекса России.

Из рис. 11а видно, что протяженность магистральных линий 220 кВ и выше (135 тыс. км) составляет всего 5,5% от общей протяженности электрических сетей России. Распределительные сети высокого напряжения 35-110 кВ, находящиеся преимущественно в ведении АО-энерго, составляют свыше 400 тыс. км (16,4%). Наиболее массовыми (1914 тыс. км, 78,1%) являются распределительные линии 0,4-10 кВ, которые находятся в ведении частично у сбытовых структур АО-энерго, а частично в ведении муниципальных и сельских электрических сетей.

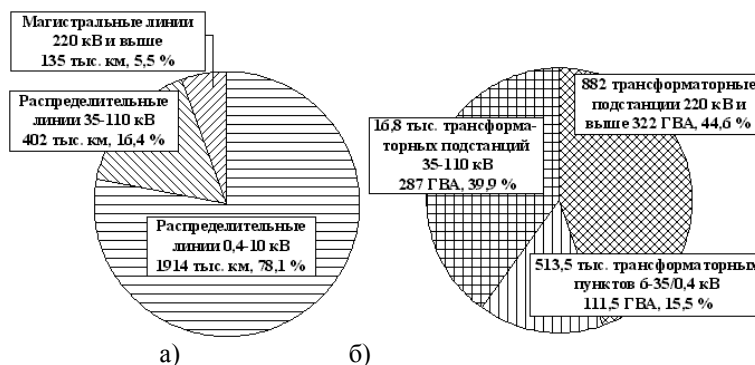


Рис. 11. Структура магистральных и распределительных сетей электроэнергетического комплекса России по протяженности линий (а) и мощности трансформаторных подстанций (б)

На рис. 11б показана структура преобразовательных (преимущественно понижающих) подстанций (ПС) и трансформаторных пунктов (ТП) электрических сетей электроэнергетического комплекса России. Из рис. 11б видно, что мощность ПС магистральных сетей (322 ГВА) составляет почти 45% общей мощности трансформаторного парка ПС электрических сетей России. Также значительна (287 ГВА, 40%) мощность ПС электрических сетей 35-110 кВ АО-энерго, число которых почти в 20 раз превышает число ПС магистральных сетей. Трансформаторные пункты распределительных сетей 0,4-10 кВ наиболее многочисленны (свыше 0,5 млн ТП), а их суммарная мощность равна 111,5 ГВА, что составляет 15,5% общей мощности ПС и ТП электрических сетей России.

При оценке состояния систем передачи и распределения электроэнергии в России необходимо указать на негативные результаты реформирования этих систем.

При акционировании 1992 г. магистральные линии межсистемных связей напряжением 220 кВ и выше с подстанциями и общесистемными средствами режимной и противоаварийной автоматики были переданы в управление РАО «ЕЭС России» Ремонтно-эксплуатационное обслу-

живание этих объектов осуществляли 7 предприятий межсистемных электрических сетей (МЭС) энергозон Северо-Запада, Центра, Волги, Юга, Урала, Сибири и Востока, а также одно базовое предприятие «Электросетьсервис» для обслуживания подстанций высокого и сверхвысокого напряжений.

Необходимо подчеркнуть, что почти 97% линий электропередачи единой электросети страны были переданы в собственность АО-энерго и успешно эксплуатировались последними. Более того, практически все МЭС также эксплуатировались АО-энерго на правах аренды.

Реформирование единой электрической сети России началось с изъятия из АО-энерго региональных линий 220 кВ и линий 110 кВ с трансформаторной нагрузкой 125 МВА и выше (Постановление Правительства № 881 от 21.12.2001). Для обслуживания изъятых частей сетей 110-220 кВ в составе федеральной электрической сети (ФЭС) были созданы 54 магистральные сетевые компании регионов (МСК). Затем после принятия в 2003 г. закона «Об электроэнергетике» были ускоренно разрушены практически все АО-энерго с изъятием из них распределительных электрических сетей регионов. Для обслуживания этих сетей было создано дополнительно 63 распределительных сетевых компаний регионов (РСК). Для руководства РСК созданы 4 МРСК (межрегиональные распределительные компании энергозон). Структура созданной компании представлена на рис.12.

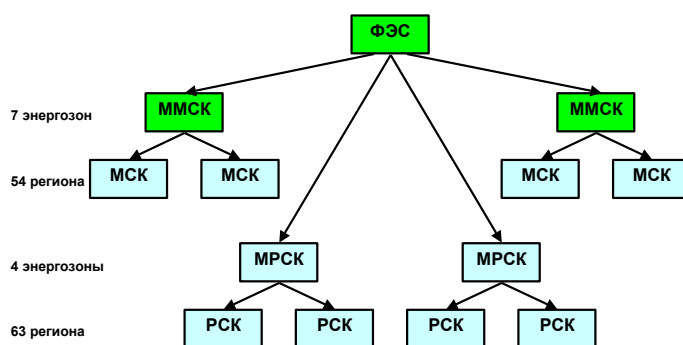


Рис.12. Структура сетевой компании ОАО «ФСК ЕЭС»:  
 ФЭС – федеральная единая электрическая сеть; ММСК – межрегиональные магистральные сетевые компании энергозон (Северо-Запада, Центра, Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, Дальнего Востока);  
 МСК – магистральные сетевые компании регионов;  
 МРСК – межрегиональные распределительные сетевые компании энергозон (Центра и Сев.Кавказа(28), Северо-Запада(10), Урала и Волги (15), Сибири (10); РСК – распределительные сетевые компании регионов

Из рисунка видно, что после реформирования в составе ФЭС создано свыше 120 функционально излишних промежуточных структур с многочисленными штатами менеджеров в правлениях и советах директоров этих структур. Все это многократно увеличило штаты суперсетевой компании, повысило эксплуатационные издержки, а в итоге привело к ухудшению качества передачи и распределения электроэнергии.

Отдельно следует сказать о создании грандиозного холдинга МРСК, действующего на всей территории страны для управления местными распределительными сетями регионов. Это сети отдельных регионов, технически не связанные между собой и управляемые централизованно с помощью искусственно созданных структур.

В состав МРСК входит свыше 50 крупных ОАО (МРСК регионов, автономные и независимые АО энерго), а также десятки частных электросетевых и посреднических компаний. В свою очередь, каждое МРСК содержит до 15 департаментов и центров:

- Стратегии развития;
- Капитального строительства;
- Управления собственностью;
- Экономики и финансов;
- Корпоративного управления;
- Корпоративной политики;
- Правового обеспечения;
- Организационного развития;
- Транспорта электроэнергии;
- Инженерной диагностики;
- Проектный центр.

Поскольку все эти подразделения слабо связаны с технологией распределения электроэнергии, то реальное взаимодействие таких многочисленных структур реализуется в централизованных закупках сетевого оборудования и запасных частей, что при широком ассортименте необходимых деталей и материалов делает систему громоздкой и неэффективной.

Техническое состояние электрических сетей электроэнергетического комплекса России определяется состоянием линий электропередачи и трансформаторных подстанций с учетом износа оборудования и проводимых мероприятий по его реновации.

Степень износа определяется расчетным сроком службы данного оборудования и временем его эксплуатации, которые зависят от класса напряжения оборудования. Основные фонды электрических сетей создавались 30-40 лет назад и, при среднем расчетном сроке службы около 60 лет, к 2000 г. выработка паркового ресурса должна была составлять около 50%. Однако благодаря проводимым за счет средств амортизации восстановительным работам удается сохранить в эксплуатации до 70% выработавших ресурс линий [33].

В отчетности РАО «ЕЭС России» состояние сетевого хозяйства холдинга оценивается для двух структур: для единой национальной электрической сети (ЕНЭС), в которую входят магистральные линии электропередачи и подстанции напряжением 220 кВ и выше, и для распределительно-сетевого комплекса (РСК), в который входят линии электропередачи и подстанции с напряжением 110-6 кВ.

До 2005 г. состояние электросетевого хозяйства Единой электроэнергетической системы России (ЕЭСР) поддерживалось путем проведения ремонтно-восстановительных работ при возникновении критических ситуаций, прежде всего на линиях электропередачи различных напряжений. Трансформаторные подстанции и, прежде всего, их коммутационные аппараты ремонтировались при аварийных ситуациях, и к 2005 г. срочной замены требовали 15% выключателей и 4% трансформаторов и автотрансформаторов. Всего за период 2001-2005 гг. расчетный парковый ресурс выработали 668 тыс. км. линий 110 кВ и выше, а линий 0,4-10 кВ свыше 800 тыс. км [16, 34]. В результате количество нарушений и отказов в работе по сравнению с 1994 г. возросло: линий 110кВ в 4,5 раза, линий 220кВ в 5,1 раза, линий 500кВ в 18 раз [35].

Для ЕНЭС планируемые вводы линий электропередач и трансформаторной мощности в 2006-2010 гг. реально могут составить [30]:

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
Протяженность ЛЭП, тыс. км	0,64	0,98	1,23	4,26	5,36	12,5
Трансформаторная мощность, ГВА	4,12	8,53	13,2	27,3	28,1	81,3

Приведенные данные свидетельствуют, что намечаемое увеличение протяженности линий за 2006-2010 гг. достигнет 12,5 тыс. км, что составит всего 9,2% от общей длины линий ЕНЭС, равной 135 тыс. км [27]. При этом, намечаемый ежегодный прирост длины ЛЭП (около 2,5 тыс. км) едва компенсирует ежегодный износ ЛЭП, который составляет 2,06 тыс. км.

Намечаемое увеличение трансформаторной мощности ЕНЭС за 2006-2010 гг. в объеме 81,3 ГВА, также не компенсирует выработку паркового ресурса трансформаторных подстанций, которая на 2005 г. достигла 105 ГВА, что составило треть всей трансформаторной мощности ЕНЭС, равной 322 ГВА [27].

Для РСК планируемые вводы линий электропередачи и трансформаторной мощности в 2006-2010 гг. реально могут составить [27]:

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
Протяженность ЛЭП, тыс. км	1,36	1,43	4,76	4,75	6,03	18,3
Трансформаторная мощность, ГВА	1,0	4,05	6,38	5,66	9,53	26,6

Приведенные данные свидетельствуют, что намечаемое увеличение протяженности линий РСК за 2006-2010 гг. составляет 1,24% общей протяженности линий РСК, равной 1480 тыс.км. При этом ежегодный износ линий РСК даже с учетом восстановительного ремонта составляет 16,2 тыс. км, или 1,1%.

Намечаемое увеличение трансформаторной мощности РСК за 2006-2010 гг. в объеме 26,6 ГВА, также не компенсирует выработку паркового ресурса трансформаторных подстанций РСК, которая на 2005 г. достигла 44,8 ГВА, что составило 16% от всей трансформаторной мощности РСК, равной 287 ГВА [27].

**Структура управления отраслью после реформирования.** При оценке результатов реформирования систем транспортировки электроэнергии по магистральным сетям ЕЭС России следует обратить внимание, что стоимость основных фондов этих сетей до реформирования составляла около 50% стоимости всех подстанций холдинга. Однако эксплуатационные затраты на обслуживание магистральных сетей в составе среднетарифного тарифа были незначительны, поскольку протяженность всех линий и число подстанций не превышали 5% длин линий и числа подстанций в составе региональных АО-энерго.

Все сказанное подтверждает анализ структуры среднетарифной платы абонентской платы РАО «ЕЭС России» в 1996 г. до прихода к управлению отраслью непрофессионального менеджмента (рис. 13).

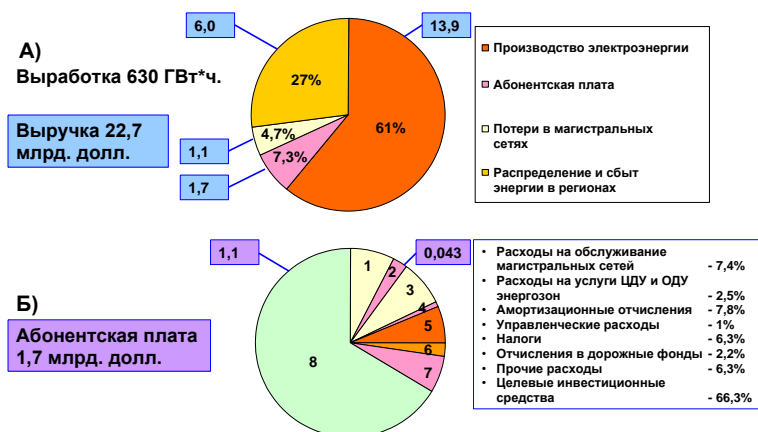


Рис.13. Структура среднетарифного тарифа (А) и абонентской платы РАО «ЕЭС России» (Б) для региональных АО-энерго в 1996 г.[9]



Из рис. 13 видно, что до реформирования отрасли расходы на обслуживание магистральных сетей в составе РАО «ЕЭС России» (ММСК, см. рис. 12) составляли только 7,4% абонентской платы, которая, в свою очередь, не превышала 7,3% среднеотпускного тарифа [9]. Т.е. соотношение затрат на производство и передачу электроэнергии по магистральным сетям составляло соответственно 61% и 0,54% среднеотпускного тарифа. Даже, если учесть дополнительные отчисления с основных фондов ММСК (амортизация и налог на имущество), суммарная доля расходов на передачу энергии по магистральным сетям не превысила 1,6% среднеотпускного тарифа и была почти в 40 раз меньше затрат на производство электроэнергии.

*Из сопоставления приведенных данных следует, что один из ключевых доводов менеджмента РАО «ЕЭС России» о необходимости реформирования отрасли для отделения бизнеса производства электроэнергии от монопольного ее распределения, по существу не имело никакого экономического смысла ввиду несопоставимости затрат.*

Реальным результатом разделения «бизнесов» с отделением систем генерации от систем передачи энергии стало создание громоздких, плохо управляемых структур ОАО «Федеральная сетевая компания», что увеличило затраты на передачу электроэнергии в ОАО «ФСК» в несколько раз по сравнению с ранее производимыми суммарными затратами МЭС и структур АО-энерго, обслуживавших эти сети.

Созданная в результате реформирования система управления отраслью (рис. 14) резко ухудшает контроль за процессом электроснабжения, особенно на уровне регионов, где с ликвидацией АО-энерго в значительной мере утрачивается контроль за процессом электро- и теплоснабжения регионов, и практически отсутствует управление в структурах группы «гарантирующих поставщиков», занимающихся сбытом электроэнергии.

Как видно из рис. 14, в результате реформирования электроэнергетики России вместо 100 крупных акционерных обществ энергетики и электрификации, связанных единой технологической дисциплиной, создано до 1000 мелких акционерных обществ, в которых реализация технологических связей осуществляется на основе лицензионных и договорных обязательств. Все это, с одной стороны, ухудшает технологическое управление отраслью, поскольку принимаемые за несколько минут оперативные решения по изменению режимов в значительной мере заменяются рассмотрением договорных обязательств в судебных инстанциях.

С другой стороны, почти десятикратное увеличение числа акционерных обществ приводит к росту издержек и тарифов из-за введения многих тысяч излишних менеджерских должностей в структурах управления и советах директоров во вновь созданных, почти тысяче, акционерных обществ.

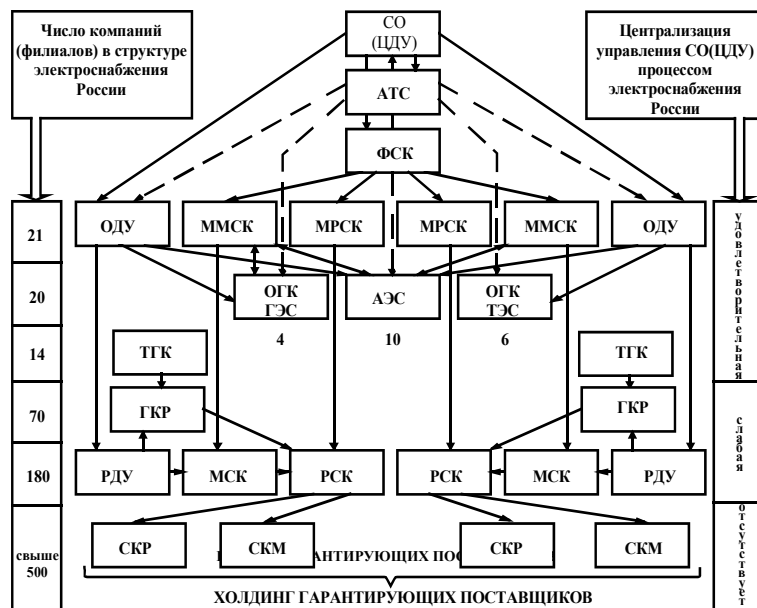


Рис.14. Структурная схема электроснабжения России при завершении реформирования отрасли

Прогнозные оценки формирования тарифов на 2010 г., выполненные в [18, 36], показывают, что при монополярной организации электроэнергетики с учетом необходимых инвестиций среднеотпускной тариф составил бы около 3,5 цента за кВт·ч, а при реформировании отрасли с привлечением внешних инвестиций (под 17% годовых и сроком окупаемости-10 лет) необходимый тариф составил бы 6,47 цента за кВт·ч. Прогноз структуры тарифов дан на рис. 15.



Рис.15. Прогноз структуры тарифов на электроэнергию при монополярной (А) и рыночной (Б) организации отрасли на 2010 г.

При таком соотношении тарифов и структуре их формирования соответствующей монопольной [9] и рыночной работе отрасли [18] при реформировании электроэнергетики увеличение расходов на технологию составит:

- – производство электроэнергии в 1,35 раза;
- – передача (транспортировка) электроэнергии в 2,1 раза;
- – распределение и сбыт электроэнергии в регионах в 2,2 раза.

Однако больше всего (в десятки раз) возросли затраты на диспетчеризацию и управление отраслью (табл. 10).

Таблица 10

Оценка реализации электроэнергии и затрат на диспетчеризацию и управление структур РАО «ЕЭС России» при монопольной (А) и рыночной (Б) организации отрасли.

Годы	Выработка электроэнергии, ГВт·ч		А, тариф цент/кВт·ч	А, выручка млрд. долл.	А, диспетч. млрд. долл.
	Всего	Структуры РАО			
2005	940	690	1,5	10,4	0,077
2010	1100	810	3,5	28,35	0,212
Годы	Б, тариф цент/кВт·ч	Б, выручка млрд. долл.	Б, диспетч. млрд. долл.	Рост затрат Б/А, раз	
2005	3,28	22,6	2,7	35,1	
2010	6,47	52,4	6,24	29,4	

Как видно из приведенной таблицы, после проведенных рыночных реформ затраты на диспетчеризацию, содержание менеджмента ОАО РАО «ЕЭС России» и АТС возросли почти в 30 раз. Такой колоссальный рост затрат обусловлен созданием многочисленных новых структур с сотнями высокооплачиваемых менеджерских должностей.

После реформирования вся *тепловая генерация* была разделена на 6 экстерриториальных ОГК (объединенных генерирующих компаний), 14 ТГК (территориальных генерирующих компаний), а также одну отдельно выделенную Дальневосточную энергетическую компанию (ДЭК).

Для руководства этими компаниями были созданы Советы директоров и Правления, в которые вошли топ-менеджеры, принимавшие активное участие в реформировании отрасли и не имевшие практического опыта управления технологией работы тепловых электростанций.

Основные технико-экономические показатели созданных ОГК (табл. 11) [6] отражают их низкую стоимость и раздробленность капитала (на 2008 г.) при значительном числе топ-менеджеров.

Основные показатели и структура управления объединенных  
генерирующих компаний России

№ п/п	Наименование компании	Установленная мощность, ГВт	Уставный капитал, млрд. долл.*	Число юридических собственников	Число топ-менеджеров	
					Совет директоров	Правление
	ОАО ОГК-1	9,53	1,33	3	11	10
	ОАО ОГК-2	8,70	0,38	7	11	8
	ОАО ОГК-3	8,36	1,53	5	11	4
	ОАО ОГК-4	8,63	0,81	3	11	6
	ОАО ОГК-5	8,67	1,14	4	11	5
	ОАО ОГК-6	9,05	0,44	6	11	8
	Всего	52,94	5,63	28	66	41

Из анализа табл. 11 следует, что при суммарной мощности всех ОГК, достигающей 53 ГВт, их общий уставной капитал не превышает 5,63 млрд. долл., что соответствует средней удельной стоимости активов этих компаний - около 0,1 млрд. долл./ГВт.

*Этот показатель на порядок ниже удельной стоимости зарубежных ТЭС и свидетельствует о невозможности развития этих ОГК за счет собственных средств, хотя это и было основной целью реформирования отрасли.* Из табл. 11 также видно, что в управлении 6 ОГК задействовано 107 топ-менеджеров, которые зачастую совмещают указанные обязанности с работой во многих других коммерческих структурах, что не позволяет эффективно решать задачи функционирования и развития ОГК.

Например, генеральный директор ЗАО «Лидер» Гавриленко А.А. – член совета директоров в 7-ми ОГК и ТГК; заместитель начальника департамента управления имуществом ОАО «Газпром» И.И. Липский является членом совета директоров 11-ти энергетических компаний; генеральный директор ООО «Газпромэнерго» А.А. Митюшов является председателем совета директоров в 10-ти и членом совета директоров еще в 6-ти энергетических компаниях; генеральный директор ОАО «Межрегионэнергосбыт» Д.В. Федоров является председателем Совета директоров ОАО ОГК-2 и ОАО ОГК-6, а также входит в состав советов директоров еще 10-ти разнопрофильных компаний [37].

Основные технико-экономические показатели ТГК, созданных на базе ТЭЦ регионов и крупных городов, представлены в табл. 12 [37].

\* Данные 2008 г. при валютном курсе 31 руб./долл. США.

Таблица 12

Основные показатели и структура управления территориальными генерирующими компаниями России

№ п/п	Наименование компании	Установленная мощность, ГВт	Уставный капитал, млрд. долл. (2008г)	Число юридических собственников	Число топ-менеджеров	
					Совет директоров	Правление
	ОАО ТГК-1	6,28	1,24	7	11	3
	ОАО ТГК-2	2,58	0,48	7	11	5
	ОАО ТГК-3	11,9	1,28	4	13	11
	ОАО ТГК-4	3,36	0,64	4	11	7
	ОАО ТГК-5	2,47	0,34	7	11	6
	ОАО ТГК-6	3,11	0,60	4	11	5
	ОАО ТГК-7	6,88	0,97	7	11	7
	ОАО ТГК-8	3,60	0,67	4	11	3
	ОАО ТГК-9	3,28	0,76	4	13	7
	ОАО ТГК-10	3,13	0,05	5	11	3
	ОАО ТГК-11	1,61	0,16	5	9	5
	ОАО ТГК-12	4,38	0,023	8	11	7
	ОАО ТГК-13	2,52	0,05	6	11	8
	ОАО ТГК-14	0,63	0,044	4	11	6

Для квалифицированного управления этими компаниями необходимо оптимальное согласование режимов выработки электрической и тепловой энергии с учетом условий транспортировки тепла по системам теплоснабжения. Этим требованиям не отвечает структура управления ТГК, в которой преобладают экономисты общего профиля. Из анализа табл. 12 следует, что при суммарной мощности всех ТГК, достигающей 56 ГВт, их общий уставной капитал составляет 7,31 млрд. долл., что соответствует средней удельной стоимости активов этих компаний – около 0,13 млрд. долл./ГВт. Даже с учетом рыночной стоимости этих компаний, которая увеличивает этот показатель до 2-х раз [38], средняя удельная стоимость всех ТГК в 5-7 раз ниже стоимости зарубежных ТЭЦ. *Все это свидетельствует о невозможности обновления оборудования изношенных ТЭЦ и их систем теплоснабжения за счет собственных средств.* Из табл. 12 также видно, что в управлении 14 ТГК задействовано свыше 220 топ-

менеджеров, а собственниками этих ТЭЦ являются десятки биржевых компаний, ориентированных на максимализацию прибыли. Об ориентации топ-менеджеров на личную прибыль свидетельствует тот факт, что многие из них совмещают свои обязанности с работой в других коммерческих структурах. Об этом, например, свидетельствует работа топ-менеджера Р.А. Филькина (1983 г.р.) – директора компании «Проспэрити Кэпитал Менеджмент Лтд» в советах директоров более чем 40 (!) энергетических компаний, созданных после реформирования электроэнергетики и расположенных практически по всей территории России [39].

Общая структура управления электроэнергетикой России после реформирования представлена в табл. 13. Из ее анализа следует, что число коммерческих компаний разной формы собственности в отрасли превысило 800, а число управляющих топ - менеджеров превысило 8,5 тысяч единиц.

Таблица 13

Структура управления электроэнергетикой России  
после реформирования

№ п/п	Наименование компаний	Число компаний	Число юридических собственников	Число топ-менеджеров
1	ОАО ОГК	6	28	107
2	ОАО ГРЭС	36	-	540
	ОАО ТГК	11	76	231
	ОАО ТЭЦ	240	-	3600
	ОАО ДЭК	1	5	19
	ОАО «РусГидро»	38	7	570
	ОАО СО (ЦДУ)	63	-	1260
	ОАО МЭС	62	21	570
	ОАО МРСК	90	30	1200
	ОАО и ООО сбыт	270	180	1405
	Всего	817	347	9502

**Государственные решения по развитию отрасли**

**Конституционные задачи электроэнергетики.** Проведенное реформированное электроэнергетики России с её преобразованием в бизнес-структуру, с конкурентным тарифообразованием в сферах производства и сбыта электрической и тепловой энергии, с продажей частным структурам государственных электростанций и муниципальных систем распределения и сбыта энергии осуществлялось со ссылкой на Конституцию Российской Федерации, согласно которой государство не участвует в экономической деятельности страны.

Однако это общее положение рыночной экономики не может распространяться на электроэнергетику, так как при этом не выполняется

основная цель Конституции РФ - обеспечение достойных условий существования населения, среди которых снабжение теплом и электроэнергией является первоочередной задачей государства. Действительно, за 10 лет реформирования отрасли тарифы на электроэнергию возросли с 1 цента/кВт·ч (1998 г.) до 10 центов/кВт·ч (2008 г., население), а надежность энергоснабжения снизилась. Последнее обусловлено отменой при реформировании государственной гарантии надежности энергоснабжения населения, что также противоречит уже отмеченной выше основной цели Конституции РФ.

Действительно электроэнергетика играет ключевую роль в системе жизнеобеспечения страны, поскольку наряду с базовыми функциями государства в сферах правопорядка, налогов армии и чрезвычайных ситуаций является основой каркаса пространственной организации страны и должна управляться государством, особенно с учетом суровых климатических условий России и её обширных пространств, охватывающих треть часовых поясов земли.

Это положение отражено в статье 71 Конституции РФ, в которой прямо указывается, что «в ведении РФ находится федеральная собственность и управление ею (п. д.е.), включая пункт (п. и.)», «федеральные энергетические системы, ядерную энергетику». Понятие «ведение», в соответствии с Постановлением Верховного Совета РФ (№3020-1 от 27.12.1991г.) и разъяснением Конституционного суда РФ, определяет исключительную компетенцию государства по правовому регулированию, управлению и распоряжению электроэнергетическим комплексом Единой энергетической системы (ЕЭС) России. В настоящее время вопреки Конституции РФ все ранее выходившие в ЕС тепловые электростанции и часть гидроэлектростанций, преобразованы в десятки частных компаний, которые распроданы, в том числе и иностранным собственникам, что подрывает основы энергетической безопасности страны.

**Государственные решения по развитию электроэнергетики.** Задачи развития электроэнергетики являются основополагающими для жизнеобеспечения и функционирования экономики подавляющего большинства стран мира, независимо от степени рыночной ориентации их экономики. Так в США при полностью ориентированной рыночной экономике стратегию и программы развития электроэнергетики определяет президент страны, а в большинстве европейских стран (Франция, Германия и др.) действуют государственные программы развития электроэнергетики. В развивающихся странах (Китай, Индия и др.) приняты и успешно реализуются под контролем государства долгосрочные программы развития электроэнергетики.

Об эффективности государственного управления развитием электроэнергетики свидетельствует факт ввода в Китайской Народной Республике

только в 2006 г. 103 ГВт новых мощностей электростанций, что, по оценке А. Чубайса, представляет «абсолютный рекорд всех времен и народов» [40]. Заметим, что в России после либерализации и завершения реформы электроэнергетики ввод новых генерирующих мощностей за тот же 2006 г. оказался менее 1 ГВт [41], т.е. более чем в 100 раз меньше, чем в Китае.

В России государственное влияние на работу электроэнергетики было наиболее интенсивным, начиная с приватизации и последующего реформирования отрасли. В период 1992-2001 гг. было принято 127 государственных актов, касающихся *организации работы* электроэнергетики страны. Среди них 16 указов Президента РФ, одно решение Государственного Совета РФ, по 8 Федеральных законов и по 9 постановлений Государственной Думы и Совета Федерации РФ, а также 76 постановлений Правительства РФ [13].

В области развития электроэнергетики, начиная с 1992 г. было принято 8 государственных актов и 3 решения холдинга РАО «ЕЭС России», в котором контрольный пакет акций принадлежал государству. Анализ данных табл. 14, а также государственных и корпоративных решений по развитию электроэнергетики России [13, 23-26] показывает недостаточную роль государственных структур России в обеспечении задач развития базовой отрасли экономики.

Таблица 14

Государственные решения по развитию электроэнергетики России за период 1992-2007 гг.

№ п./п.	Наименование документа	Вид решения, номер, дата	Примечание
1.	Концепция новой энергетической политики России.	Постановление Правительства РФ, 1992 г.	Не выполнено в связи с решением Правительства РФ о замораживании тарифов на электроэнергию при свободных ценах на топливо, оборудование и материалы.
2.	Основные направления энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 г.	Указ Президента РФ, № 472 от 07.05.95 г.	Не выполнено в связи с решением Правительства РФ об исключении из тарифов на электроэнергию инвестиционной составляющей для Федеральных электростанций и всех АО-энерго.
3.	Программа развития атомной энергетики РФ на 1998-2005 гг. на период до 2010 г.	Постановление Правительства РФ, № 815 от 21.06.98 г.	Частичное выполнение в связи с тарифными ограничениями для АЭС.
4.	Стратегия развития атомной	Одобрена Правитель-	Рекомендательный харак-



	энергетики России на первую половину XXI века.	ством России 25.05.2000 г.	тер, не выполняется.
5.	Федеральная целевая программа «Энергоэффективная экономика на 2002-2005 гг. и на перспективу до 2010 г.», подпрограмма «Безопасность развития атомной энергетики».	Постановление Правительства РФ, № 795 от 17.11.01 г.	Не выполняется по срокам из-за финансовых ограничений и в связи с затратами на реформирование РАО «ЕЭС России».
6.	«Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.».	Одобрена Правительством РФ 23.11.2000 г.	Рекомендательный характер, не выполнялось.
7.	То же, п.6, сокращенный вариант.	Распоряжение Правительства РФ, № 1234-р от 28.08.2003 г.	Не выполняется из-за отсутствия финансирования и тарифных ограничений.
8.	Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 гг. и на перспективу до 2015 г.»	Распоряжение Правительства РФ, № 1019-р от 15.06.2006 г.	Начальная стадия реализации. Сочетание тарифного и бюджетного финансирования.
9.	Среднесрочная программа развития энергетики на 2006-2010 гг.	Проект Минпромэнерго, 2006 г.	Начальная стадия реализации. Сочетание тарифного финансирования (амортизация, прибыль) и частных инвестиций (кредиты, продажа акций генерации).
10.	Инвестиционная программа РАО «ЕЭС России» с 2007 до 2011 гг.	Программа РАО «ЕЭС России», 2007 г.	Начальная стадия реализации. Сочетание тарифного финансирования, частных инвестиций и платы за новое присоединение.
11.	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.	Программа РАО «ЕЭС России», 2007 г.	Начальная стадия реализации. Конкретизация объектов. Потребность в финансировании до 500 млрд. долл (50% бюджетное финансирование)
12.	Целевое видение развития электроэнергетики России до 2030 г.	Программа РАО «ЕЭС России», 2007 г.	Прогноз развития. Потребность в бюджетном финансировании до 700 млрд. долл.

**Задачи развития отрасли до 2020 г. Оценка электропотребления и необходимой генерирующей мощности.** Определение этих факторов по прогнозу роста ВВП на столь длительный период затруднена из-за неопределенности развития экономики, а также из-за уже отмеченных нарушений связи ВВП и электропотребления при сырьевой ориентации экономики. Поэтому известные оценки электропотребления на рассматриваемый период [23-26, 40] ориентированы на темпы прироста электропотребления.

Из табл. 15 следует, что темпы прироста электропотребления, принятые РАО «ЕЭС России» в Генеральной схеме размещения объектов

электроэнергетики до 2020 г. [26] и согласованные с Правительством РФ в 2007 г., вдвое превышают темпы оптимистического варианта «Энергетической стратегии России до 2020 г.» [42], утвержденные Правительством РФ в 2003 г. *Такое различие в прогнозах темпов прироста приводит к различию уровня электропотребления в 2020 г. более чем на 700 ТВт·ч, что превышает проектный оптимистический уровень стратегии ЭС-2020 на 55% и требует радикального изменения стратегических решений.* Фактически такой рост нагрузки обусловлен заявительным характером электропотребления, полученным субъектами Федерации [26], хотя проектная компонента роста нагрузки (на которую следует ориентироваться) в основных энергодефицитных регионах страны составляет около 20%. Более обоснованной представляется оценка электропотребления по тренду прироста этого параметра за 2005-2010 гг., отражающего реальные тенденции в росте энергопотребления. В этом случае ожидаемый уровень электропотребления к 2020 г. составит около 1400 ТВт·ч, при котором различие с оптимистическим вариантом стратегии ЭС-2020 будет меньше 10%.

Таблица 15

Оценка электропотребления в России на 2011-2020 гг., ТВт·ч

№ п./п	Источник информации, темп роста	2011	2013	2015	2017	2019	2020
1	2	3	5	7	9	11	12
1	Энергетическая стратегия ЭС 2020, 2003г., оптимистический вариант, 2,3%	1055	1105	1155	1210	1265	1290
2	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., 2007 г. базовый вариант, 4,1 %	1190	1290	1400	1520	1640	1710
3	Тоже п.2, максимальный вариант, 5,2%	1270	1400	1550	1720	1900	2000
4	Тренд электропотребления за 2005-2010 гг., 2,5%	1130	1185	1245	1310	1375	1410

При заданном электропотреблении необходимая генерирующая мощность определяется суммарным максимумом нагрузки с учетом тенденции его роста, а также необходимого запаса мощности и сетевых ограничений.

Прогноз роста суммарного максимума нагрузки на период 2011-2020 гг. дан в «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» (ГСРОЭ-2020) [26] для базового варианта развития с темпом прироста – 3,7%, для максимального варианта – 5%.

Эти значения соответствуют темпам прироста электропотребления, принятым в ГСРОЭ-2020 (соответственно 4,1 и 5,2%), которые завышены ввиду заявительного характера электропотребления, представленно-

го субъектами РФ. Фактически при росте электропотребления за счет намечаемого жилищного и офисного строительства, которые имеют сходные графики нагрузки, темпы роста максимума современной нагрузки определяются темпами роста электропотребления. Поэтому более обоснованной представляется оценка максимума нагрузки по тренду его роста за период 2005-2010 гг., составившего 2,5 %.

Оценивая значения мощности, которые невозможны для использования покрытия нагрузки (сетевые ограничения, ремонтные и технологические ограничения для ГЭС и ТЭС), следует ориентироваться на программу ГСРОЭ-2020, учитывающую сокращения к 2020 г. сетевых ограничений с 5,2 ГВт до 1,4 ГВт за счет соответствующего сетевого строительства, при неизменных ограничениях для ГЭС в объеме 16 ГВт. Что касается намеченного в ГСРОЭ-2020 сокращения ограничений для ТЭС с 12 до 5,6 ГВт за период 2006-2020 гг., то эти ограничения нельзя признать обоснованными, поскольку за этот период мощность ТЭС возрастет с 143 ГВт до 220 ГВт и соответственно пропорционально возрастут технологические и ремонтные ограничения. В результате ограничения для ТЭС составят около 18 ГВт, а общая мощность, невозможная для покрытия нагрузки составит около 35 ГВт.

Из сопоставления данных табл. 16 следует, что согласно программе ГСРОЭ-2020 прогнозируемый прирост генерирующих мощностей за период 2011-2020 гг. должен составлять для базового варианта 100 ГВт, для максимального 160 ГВт. С учетом выбытия изношенных мощностей за этот период в объеме 50 ГВт необходимый прирост генерирующих мощностей составит по 150 и 210 ГВт. Для реализации этих вариантов потребуется ежегодно вводить в среднем 15 и 21 ГВт новых генерирующих мощностей.

Таблица 16

Потребность в генерирующей мощности электроэнергетики России на 2011-2020 годы

№ п./п.	Источник информации, темп прироста	Расчетная мощность ГВт	2011	2013	2015	2017	2020
1	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. базовый вариант, 3,7%	Максимум нагрузки	200	220	235	250	280
		Балансирующая мощность, 16%,	32	35	38	40	45
		Генерирующая мощность	267	290	308	325	360
2	То же, п.1, максимальный вариант, 5%	Максимум нагрузки	205	235	260	290	330
		Балансирующая мощность, 16%,	33	38	42	46	53
		Генерирующая мощность	273	308	337	371	418
3	Тренд максимума нагрузки за 2005-2010 гг., 2,5%	Максимум нагрузки	180	190	200	210	230
		Балансирующая мощность, 16%	29	30	32	34	37

	Генерирующая мощность	244	255	267	279	302
--	-----------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Прогноз прироста генерирующей мощности по тренду максимума нагрузки за предшествующий период составил 60 ГВт. С учетом выбытия изношенных мощностей и сокращения ремонтных ограничений для ТЭС необходимый прирост генерирующей мощности составит около 100 ГВт. Для реализации этого варианта надо ежегодно вводить в среднем 10 ГВт новой генерации.

Рассматривая возможности форсированного ввода новой генерации необходимо учитывать реальный потенциал строительно-монтажного комплекса страны в области электроэнергетики. Наивысший потенциал в этой области был достигнут к 1990 г., когда в стране действовала мощная база строительной индустрии, сложились квалифицированные коллективы строителей и проектировщиков, в результате чего с 1981 по 1990 гг. было введено 80 ГВт новой генерации и построено 190 тыс. км воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше [31]. Однако в результате рыночных преобразований 1992 г. из 330 строительно-монтажных организаций в отрасли осталось всего 26 организаций этого типа [13], что привело к сокращению среднего ежегодного ввода новой генерации с 8 ГВт до 1 ГВт [23, 26]. С учетом указанных обстоятельств реализация потребностей в новой генерации, даже при восстановлении инфраструктуры отрасли, возможна по минимальному варианту табл. 16.

*Структура генерирующих мощностей.* Определение состава генерирующих мощностей на период 2011-2020 гг. основными разработчиками [26, 42] оценивается укрупненно по 5-летним периодам. В энергетической стратегии ЭС-2020 [42] дифференциация ТЭС дана по видам станций (КЭС или ТЭЦ), а в программе ГСРОЭ-2020 [26] дифференциация ТЭС дана по видам топлива (газ или уголь), хотя в целом целесообразна стратегическая ориентация ТЭЦ на газовое топливо, а КЭС на уголь.

Анализ данных табл. 17 показывает, что при близких общих объемах вводов генерирующих мощностей по оптимальному варианту стратегии ЭС-2020 и максимальному варианту программы ГСРОЭ-2020, в структуре мощностей этих вариантов имеются радикальные отличия, указанные ниже.

В стратегии ЭС-2020 основной прирост тепловой генерации за 2011-2020 гг. предполагается достигнуть за счет ввода ТЭЦ (55%), а в программе ГСРОЭ-2020 прирост тепловой генерации намечается за счет ввода КЭС (68%). При этом объем ввода ТЭЦ в программе ГСРОЭ-2020 сокращен более чем в 4 раза, хотя именно ТЭЦ обеспечивают наивысший коэффициент использования тепловой энергии и соответственно наибольший эффект энергосбережения (экономия до 20%).

*Поскольку рассмотренные варианты роста генерации (табл.17) не согласуются с возможностями инфраструктуры отрасли, то следует*

рассмотреть реальные возможности ввода генерации на период 2011-2020 гг. на основе проектных оценок последних лет.

Таблица 17

Структура прироста генерирующих мощностей электроэнергетики России на 2011-2020 годы, ГВт.

№ п./п.	Источник информации	Тип станции	2011- 2015	2016- 2020	2011- 2020
1	Энергетическая стратегия ЭС-2020, 2003г., оптимистический вариант	АЭС	12	13	25
		ГЭС и ГАЭС	9	19	28
		КЭС	22	33	55
		ТЭС	32	37	69
		Всего	75	102	177
2	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до2020г., базовый вариант	АЭС	11,2	15,2	26,4
		ГЭС и ГАЭС	6,4	10,6	17,0
		ТЭС, уголь	20,8	11,8	32,6
		ТЭС, газ	5,7	9,9	15,6
		Всего	44,1	47,5	91,6
3	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до2020г., максимальный вариант	АЭС	11,2	20,9	32,1
		ГЭС и ГАЭС	7,1	15,4	22,5
		ТЭС, уголь	48,4	22,7	71,1
		ТЭС, газ	6,6	10,7	17,3
		Всего	73,3	69,7	143,0

В атомной энергетике состояние дел с развитием новой генерации определяется ФЦП «Развитие атомного энергопромышленного комплекса на 2007-2010 гг. и на перспективу до 2015 г.» [24], согласно которой в период 2011-2015 гг. будет введено 8,8 ГВт мощностей АЭС на конкретных объектах. На период 2016-2020 гг. предусматривается ежегодный ввод двух блоков мощностью по 1 ГВ [43], что составит за пятилетие 10 ГВт. Намечаемый общий ввод новой генерации составит 18,8 ГВт. Эти данные соответствуют возможностям инфраструктуры отрасли и реализуются на основе программно-целевого метода, предусматривающего постоянный мониторинг всех этапов выполнения программы [24].

В гидроэнергетике необходимый прирост генерирующих мощностей определяется технологическими потребностями и возможностями инфраструктуры.

Технологические потребности обусловлены необходимостью регулирования графиков общесистемной нагрузки и, как показывает многолетний опыт эксплуатации единой энергосистемы страны, доля ГЭС в балансе мощности должна быть не менее 20% [27, 31]. При приросте общей генерирующей мощности в объеме 60 ГВт (см. табл. 16) необходимое увеличение мощности ГЭС должно составлять не менее 12 ГВт. Кроме того, для обеспечения надежной работы вновь вводимых АЭС

(18,8 ГВт) потребуется обязательный ввод в этих регионах ГАЭС в объеме до 20-25% мощности новых АЭС. Общий объем потребностей в новых ГЭС и ГАЭС составит около 17 ГВт.

Состояние инфраструктуры гидроэнергетики определяется совокупностью услуг по проектированию, выполнению строительно-монтажных работ и материально-техническому обеспечению. Оценку возможностей инфраструктуры гидроэнергетики отражает предшествующий опыт работ менеджмента РАО «ЕЭС России»: в период с 1998 по 2007 г. введено всего 2,17 ГВт новых ГЭС [27, 41]. Если учесть, что строительство этих ГЭС было начато еще в советское время, то темп ввода указанной мощности ГЭС составлял около 0,1 ГВт/год. На период 2008-2010 гг. намечается ввод 3,6 ГВт новых ГЭС [28], что соответствует среднему приросту мощности равному 1,2 ГВт/год, а на период 2011-2020гг. необходимый средний прирост мощности равен 1,7 ГВт/год.

Предполагаемое более чем десятикратное увеличение темпов строительства ГЭС маловероятно - прежде всего, из-за недостатка квалифицированного кадрового потенциала. Если все же полагать, что к 2010 г. темп ввода ГЭС достигнет 1 ГВт/год, а с 2011 г. дополнительный прирост гидроэнергетики будет составлять 10%, то объем ввода новых ГЭС в 2011-2015 гг. составит 7 ГВт, а в 2016-2020 гг. - 10 ГВт.

Для тепловой электроэнергетики минимально-необходимый прирост новой генерации может быть определен по разности между необходимым увеличением общей мощности генерации и проектными оценками прироста мощности для АЭС и ГЭС. Необходимый прирост общей мощности на период 2011-2020 гг., определенный по тренду максимума нагрузки (см. табл. 16) и с учетом выбытия изношенных мощностей (АЭС-3,7 ГВт, ТЭЦ-37,8 ГВт, КЭС-5,8 ГВт [26]) распределяется по годам 2011-2015 гг. – 45 ГВт, 2016-2020 гг. – 55ГВт. Принимая на рассматриваемый период тенденции в развитии теплоснабжения страны, сложившиеся в условиях рыночных отношений к 2006г. (ТЭЦ-55%, КЭС и блок станций-46% [33, 35]), можно оценить структуру генерирующих мощностей ТЭС с учетом указанных выше проектных оценок.

Из сопоставления данных табл. 17 и табл. 18 следует, что намечаемый на период 2011-2020 гг. ввод новой генерации как для оптимистического варианта энергетической стратегии ЭС-2020 (177 ГВт), так и для максимального варианта программы ГСРОЭ-2020 (143 ГВт), превышает максимальные проектные оценки на 40-80%. Даже базовый вариант программы ГСРОЭ-2020 при соизмеримых вводах общей генерации дает завышенные значения атомной генерации (на 40%) при недостаточном вводе ТЭЦ (менее 45%), определяемом требованиями проектного уровня строительства жилого фонда городов.

Таблица 18

Структура прироста генерирующих мощностей электроэнергетики России на 2011-2020 гг. по уточненным проектным оценкам, ГВт

Тип станции	2011-2015	2016-2020	2011-2020
АЭС	8,8	10,0	18,8
ГЭС и ГАЭС	7,0	10,0	17,0
КЭС	13,1	15,8	28,9
ТЭЦ	16,1	19,2	35,3
Всего	45,0	55,0	100,0

*Развитие электросетевого хозяйства.* На период 2011-2020 гг. оценка развития систем передачи и распределения электроэнергии в основных программных документах [4, 8] дана упрощенно по 5-летним периодам. Однако даже в программе ГСРОЭ-2020 (2007 г.), отражающей, по мнению РАО «ЕЭС России», первое после 1986 г. крупное решение по развитию электроэнергетики страны, даны только краткие сведения по электрическим сетям с напряжением 220 кВ и выше; без анализа вариантов развития [8]. В этой программе полностью отсутствуют оценки развития сетей 110 кВ и ниже, составляющих 95% общей протяженности электрических сетей России.

Такой подход обусловлен искусственным разделением единого электрического хозяйства России на Единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС), включающую линии и подстанции с напряжением 220 кВ и выше, и распределительные сетевые компании (РСК) регионов, включающие линии и подстанции с напряжением 110 кВ и ниже. Соответственно вопросы развития ЕНЭС отнесены к задачам Федерального уровня, а задачи развития РСК оставлены на рассмотрение регионов, хотя в течение десятилетий проблема развития единой энергосистемы страны успешно решалась интегрированием частных задач регионов в развитие межсистемных связей.

В качестве количественных показателей развитие ЕНЭС в программе ГСРОЭ-2020 заданы только протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность подстанции напряжением 220 кВ и выше.

Из табл. 19 следует, что намечаемый прирост протяженности линий по программе ГСРОЭ-2020 за период 2011-2020 гг. по отношению к 2005 г. достигает 40%, а прирост трансформаторной мощности подстанции ЕНЭС составляет около 55%.

Указанный прирост протяженности магистральных линий электропередачи дополнен в [35] схемой ввода новых линий без каких-либо количественных данных, что нельзя признать технически обоснованным.

Необходимо отметить, что оценка перспективного развития электрических сетей страны является наиболее сложной многокритериальной оптимизационной задачей, основанной на перспективных планах развития регионов. Эта общегосударственная задача требует создания специализированных проектных комплексов с привлечением широкого круга специалистов-проектировщиков высшей квалификации.

Таблица 19

Структура прироста основных показателей ЕНЭС по программе ГСРОЭ-2020 на период 2011-2020 гг.

Технологический показатель	Факт 2005	2011-2015	2016-2020	2011-2020
Протяженность линий				
тыс. км	140	20	32	52
%	100	14,3	22,8	37,1
Трансформаторная мощность				
ГВА	325	73	110	183
%	100	22,5	33,8	56,3

Приближенную оценку прироста трансформаторной мощности ЕНЭС можно получить на основе суммарной мощности прироста генерирующей мощности федеральных электростанций (АЭС, ГЭС, КЭС), которая пропорционально кратно трансформируется через подстанции ЕНЭС. Минимальную кратность трансформации в ЕНЭС генерирующей мощности ФЭС можно принять по данным 2005 г. ( $S_{\Sigma \text{ЕНЭС}}=324$  ГВА,  $P_{\Sigma \text{ФЭС}} = 90$  ГВт), когда ЕНЭС работала на пределе своих возможностей и потеря только 2 ГВА трансформаторной мощности подстанции «Чагино» привела к возникновению мегааварии в центральной энергозоне России. Этот условный оценочный показатель 2000 г., равный  $S_{\Sigma \text{ЕНЭС}} / P_{\Sigma \text{ФЭС}} = 3,6$  ГВА/ГВт, примерно выдерживался и в последующее десятилетие.

Используя структурные данные генерирующей мощности ФЭС для различных вариантов развития электроэнергетики (табл. 17 и табл. 18) можно оценить ожидаемые значения суммарной трансформаторной мощности ЕНЭС на период 2011-2020 гг.

Из сопоставления данных табл. 19 и табл. 20 следует, что намечаемый на период 2011-2020 гг. ввод трансформаторной мощности ЕНЭС в объеме 183 ГВА [8] недостаточен даже для базового варианта программы ГСРОЭ-2020 и близок к случаю прироста генерирующих мощностей по уточненным проектным оценкам (233 ГВА).

Распределительно-сетевой комплекс (РСК), охватывающий электрические сети и подстанции с напряжением 110 кВ и ниже принято условно разделять на распределительную сеть с напряжением 110-35 кВ и на бытовую сеть с напряжением 10-0,4 кВ. К 2005г. протяженность распредели-



тельной сети 110-35 кВ составила 405 тыс. км при трансформаторной мощности подстанций около 290 ГВА. Сбытовая сеть с напряжением 10-0,4 кВ. составила 1920 тыс. км (в том числе около 50 тыс. км кабельных линий). Трансформаторная мощность подстанций сбытовой сети равна 112 ГВА.

Таблица 20

Соотношения приростов генерирующих мощностей Федеральных электростанций (АЭС, ГЭС, КЭС) и трансформаторной мощности ЕНЭС на период 2011-2020 гг. (ГВт/ГВА)

№ п./п.	Источник информации	2011-2015	2016-2020	2011-2020
1	Энергетическая стратегия ЭС-2020, оптимальный вариант	43	65	108
		155	234	389
2	Программа ГСРОЭ-2020, базовый вариант	38,4	37,6	76
		138	135	273
3	Программа ГСРОЭ-2020, максимальный вариант	66,7	59	125,7
		240	212	452
4	Уточненная проектная оценка (табл. 18)	28,9	35,8	64,7
		104	129	233

Данные по развитию РСК на период 2011-2020 гг. в экспертных оценках [26, 30, 33, 42] не приводятся ввиду отсутствия соответствующих работ на уровне регионов. Однако, учитывая, что практически вся вырабатываемая электроэнергия потребляется через сети и подстанции РСК, а трансформаторные мощности этих подстанций близки к полной загрузке, то прирост необходимой трансформаторной мощности можно приближенно оценить по увеличению электропотребления. В качестве основы для оценки потребности в трансформаторной мощности РСК взят базовый по загрузке 2005 г., когда электропотребление составило 925 ТВт·ч при суммарной трансформаторной мощности РСК, равной 407 ГВА. Прогнозные данные по электропотреблению приведены в табл. 15.

Из табл. 21 следует, что для обеспечения функционирования народного хозяйства страны на период 2011-2020 гг. общая трансформаторная мощность РСК должна быть увеличена минимально на 130 ГВА, а по базовому и максимальному варианту программы ГСРОЭ-2020 этот показатель должен быть увеличен еще в 2 и 3 раза соответственно, что не реально.

Таблица 21

Соотношение приростов электропотребления и необходимой дополнительной трансформаторной мощности РСК на период 2011-2020 гг. (ТВт·ч/ГВА)

№ п./п.	Источник информации	2011-2015	2016-2020	2011- 2020
1	Энергетическая стратегия ЭС-2020, оптимальный вариант	120	135	255
		52	58	110

2	Программа ГСРОЭ-2020, базовый вариант	300 130	310 134	610 264
3	Программа ГСРОЭ-2020, максимальный вариант	450 195	450 195	900 390
4	Тренд электропотребления за 2005-2010 гг.	145 63	165 71	310 134

Действительно, если учесть, что в 2005 г. в распределительной сети РСК эксплуатировалось около 17 тыс. понижающих трансформаторов со средней мощностью 16 МВА, а в сбытовой сети РСК эксплуатировалось свыше 500 тыс. трансформаторных пунктов со средней мощностью 0,2 МВА [27], то на период 2011-2020 гг. только по минимальному варианту должно быть произведено около 6000 понижающих трансформаторов на напряжение 110-35 кВ средней мощностью 16 МВА, а для сбытовой сети должно быть произведено ещё около 200 тысяч трансформаторных пунктов средней мощностью 200 кВА. Реализация такой задачи представляет исключительные трудности, так как инфраструктура отечественного трансформатостроения существенно утрачена. Практиковавшаяся РАО «ЕС России» доставка суперлайнером в РСК Камчатки изготовленного в Италии понижающего трансформатора (2007 г.), не может быть распространена на потребность в таких трансформаторах в количестве 6000. Так же потребует государственных решений задача обеспечения ежегодного производства до 200 тысяч трансформаторных пунктов 10-6/0,4 кВ средней мощности до 200 кВА.

*Прогноз развития отрасли до 2030 г. Оценка структуры электропотребления.* Масштабы развития электроэнергетики к 2030 г. можно оценить приближенно основываясь на структурных изменениях в отрасли за период рыночных преобразований до 2006 г. с учетом прогнозных оценок развития экономики США на столь длительный период.

Как видно из табл. 21, рыночные преобразования в экономике России привели к сокращению промышленного потребления и сельскохозяйственного производства при некотором (10%) увеличении непромышленного потребления и существенном росте электропотребления населением (свыше 40%).

Прогнозные оценки развития электроэнергетики США на 2025 г. [45] можно экстраполировать на 2030 г. (табл. 22). Использование данных по экономике США представляется допустимым, поскольку реформирование экономики России в значительной мере ориентировано на американскую модель.

Из табл. 22 видно, что к 2030 г. прирост электропотребления в США по сравнению с 2003 г. составит: для промышленности в 1,45 раза, для коммерции в 1,9 раза, для населения в 1,5 раза. Поскольку отдельные формы по структуре электропотребления в США и России не совпадают (табл. 22, табл. 23), то к категории «Коммерция» (США) следует отнести категории «непромышленные потребители» и «сельское хозяйство» (Россия).

Категория «Непромышленные потребители» охватывает строительство, торговлю и другие услуги, что по структуре соответствует категории «Коммерция» в США.

Таблица 22

Изменение структуры электропотребления в процессе рыночных преобразований в России (ТВт·ч/проценты)

№ п./п	Категория потребителей	1990 г б.СССР	2000 г. РАО «ЕЭС России»	2000 г. Россия	2005 г. Россия
1.	Промышленные и приравненные к ним потребители	<u>657</u> 57,0	<u>363</u> 56,0	<u>484</u> 56,0	<u>502</u> 54,0
2.	Электрифицированный транспорт	<u>70</u> 6,1	<u>33,1</u> 5,1	<u>44</u> 5,1	<u>46,5</u> 5,0
3.	Непромышленные потребители	<u>60</u> 5,2	<u>46</u> 7,1	<u>61</u> 7,1	<u>66</u> 7,1
4.	Производственные сельскохозяйственные потребители	<u>89</u> 7,7	<u>28</u> 4,5	<u>39</u> 4,5	<u>46,5</u> 5,0
5.	Население и населенные пункты	<u>60</u> 5,2	<u>64</u> 10,0	<u>86,5</u> 10,0	<u>105,0</u> 11,3
6.	Оптовые потребители-перепродавцы (ОПП)	<u>141</u> 12,3	<u>112</u> 17,5	<u>150</u> 17,3	<u>164</u> 17,6
	в том числе				
	ОПП, население и населенные пункты	<u>86</u> 7,5	<u>69</u> 10,7	<u>93</u> 10,7	<u>100,0</u> 10,8
	ОПП, непромышленное потребление	<u>55</u> 4,8	<u>43</u> 6,6	<u>57</u> 6,6	<u>64</u> 6,8
	Всего потребление	<u>1150</u> 100	<u>648</u> 100	<u>865</u> 100	<u>930</u> 100
	в том числе население и населенные пункты	<u>146</u> 12,7	<u>133</u> 20,5	<u>180</u> 20,8	<u>205</u> 22,0

Таблица 23

Прогноз структуры электропотребления США, ТВт·ч/ проценты

Годы	Промышленность	Транспорт	Коммерция	Население	Всего
2003	950/27,8	25/0,7	1250/34,7	1300/36,8	3525/100
2025	1330/24,3	70/1,5	2170/39,5	1900/34,7	5470/100
2030	1380/23,6	90/1,5	2350/39,6	2000/34,3	5800/100

Оценка структурных изменений в электропотреблении России выполнена на основе динамики данных 2000-2005 гг. Прогноз структуры электропотребления на 2030 г. найден по пропорциям, прогнозируемым для энергетики США (табл. 24) для оптимального (1600 ТВт·ч) и максимального (2000 ТВт·ч) вариантов развития экономики России.

Из анализа табл. 24 следует, что при темпах прироста электропотребления в России к 2030 г. (промышленность-1,5 раза, коммерция-1,9 раза, население-1,75 раза) близких к темпам прироста экономики США за 2003-2030 гг., ожидаемое потребление составит около 1600 ТВт·ч. Если же, как прогнозировалось в стратегии ЭС-2020, будет развиваться машиностроение, будет развернуто строительство объектов электроэнергетики и магистральных линий сверхвысокого напряжения, а также сохранятся темпы и объемы жилищного и офисного строительства, и оказания коммерческих услуг, то в максимальном варианте общее электропотребление достигнет 2000 ТВт·ч.

Таблица 24

Прогноз структуры электропотребления России, ТВт·ч/проценты

Годы	Промышленность	Транспорт	Сельское хозяйство	Коммерция	Население	Всего
2000	484/56	44/5,1	40/4,5	117/13,6	180/20,8	865/100
2005	502/54	46,5/5,0	46,5/5,0	130/14,0	205/22,0	930/100
2030 оптим.вар.	770/48,0	120/7,5	100/6,0	250/16	360/22,5	1600/100
2030 макс.вар.	900/45,0	120/6,0	120/6,0	400/20	460/23	2000/100

**Оценка электропотребления и необходимой генерирующей мощности.** Для заданного уровня электропотребления прогноз темпов его прироста можно получить на основе проработок энергетической стратегии ЭС-2020, программы ГСРОЭ-2020 и материалов «Целевого видения развития электроэнергетики России до 2030 г.» [26, 33, 40, 42].

Из табл. 25 видно, что при прогнозировании электропотребления до 2030 г. по пятилетним периодам, закономерность в увеличении темпов электропотребления наблюдается только на основе «Энергетической стратегии России-ЭС-2020», обоснованной ведущими специалистами электроэнергетиками.

Таблица 25

Прогноз электропотребления на период до 2030г.  
на основе пятилетних темпов прироста. ТВт·ч

пп	Источник информации	Электропотребление	2010	2015	2020	2025	2030
1	Энергетическая стратегия ЭС-2020, оптимистический вариант	Общее Прирост за 5 лет	1035 120	1155 120	1290 135	1440 150	1605 165
2	Программа ГСРОЭ-2020, базовый вариант	Общее Прирост за 5 лет	1145 215	1400 255	1710 310	2010 300	2310 300

3	Целевое видение РАО «ЕЭС России» до 2030 г., умеренный вариант	Общее Прирост за 5 лет	1210 260	1370 160	1660 290	1880 220	2080 200
4	Тренд электропотребления, 2,5%	Общее Прирост за 5 лет	1100 170	1245 145	1410 165	1560 150	1710 150

Разработанные РАО «ЕЭС России» – «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики-ГСРОЭ-2020» и «Целевое видение развития электроэнергетики до 2030», характеризуется неравномерным ростом электропотребления по 5-летним периодам, различие по которым достигает 1,5-2 раза. Прогнозирование пятилетних приростов по тренду электропотребления характеризуется достаточным стабильным приростом электропотребления по 5-летним периодам до 2030 г.

При заданном электропотреблении увеличение максимума совмещений нагрузки соответствует росту тренда электропотребления ввиду однотипности большинства графиков нагрузок, независимо от источника прогнозирования. Значение мощности невозможные для покрытия нагрузки (сетевые ограничения, ремонтные и технологические ограничения для ГЭС и ТЭС) до 2030 г. определяется объемом используемой мощности ТЭС и ГЭС и совокупно кратко называется «неиспользуемая мощность».

Из сопоставления данных табл. 26 видно, что по темпам прироста генерирующих мощностей по 5-летним периодам наибольшая потребность в генерации приходится на период 2021-2030 гг.

Таблица 26

Прогноз потребности в генерируемой мощности электроэнергетики России до 2030 г.

№ п./п.	Источник информации, темп прироста	Расчетная мощность, ГВт	2010	2015	2020	2025	2030
1	Программа ГСРОЭ-2020, 3,7%, базовый вариант, [26]	Максимум нагрузки	195	235	280	335	400
		Балансирующая мощность, 16%	31	38	45	54	64
		Неиспользуемая мощность	35	35	35	31	28
		Генерирующая мощность	261	308	360	420	492
2	Целевое видение РАО «ЕЭС России», Умеренный вариант, [40]	Максимум нагрузки	142	175	210	265	310
		Балансирующая мощность, 16%	23	28	34	42	50
		Неиспользуемая мощность	25	22	27	20	22
		Генерирующая мощность	190	225	271	327	382

3	Тренд максимума нагрузки, 2,5%	Максимум нагрузки	175	200	230	260	295
		Балансирующая мощность, 16%	28	32	37	42	47
		Неиспользуемая мощность	35	35	35	30	26
		Генерирующая мощность	238	267	302	332	368

Исходя из данных программы ГСРОЭ-2020 [26], ожидаемый прирост генерации составит 132 ГВт, в том числе к 2025 г – 60ГВт, к 2030 г. – 72 ГВт. Для целевого видения РАО «ЕЭС России» [40] прогноз прироста генерации по темпам 2011-2020 гг. составит на период 2021-2030 гг. – 111 ГВт, в том числе к 2025 г. – 56 ГВт, к 2030 г. – 55 ГВт. Наиболее реальный прогноз прироста генерации дает тренд максимума нагрузки, который на период 2021-2030 гг. составляет 66 ГВт, в том числе к 2025 г. – 30 ГВт, к 2030 г. – 36ГВт. Эти значения ожидаемого ввода мощностей соответствуют скорректированному варианту целевого видения РАО «ЕЭС России» [35], который в умеренном варианте предусматривает прирост за 2021-2030 гг. также 66 ГВт генерирующей мощности (к 2025 г. – 25 ГВт, к 2030 г. – 41 ГВт).

*Структура генерирующих мощностей.* Прогноз состава необходимой генерации на период 2021-2030 гг. требует выполнения комплекса специализированных проектно-изыскательских работ, учитывающий инфраструктурные возможности отрасли и весь цикл выполнения строительно-монтажных работ.

Наиболее достоверной на этот период является оценка возможностей атомной электроэнергетики, где поименно известны вводимые и выводимые блоки АЭС [46]. При введении в эксплуатацию с 2013 г. модернизированных блоков ВВЭР-1,15 ГВт прирост дополнительной генерации в 2021-2025 гг. составит 11,6 ГВт, а в 2026-2030 гг.-17,8 ГВт.

В гидроэнергетике соответственно с увеличением мощности АЭС необходимый ввод новых ГАЭС должен составить в 2021-2025 гг. 2,9 ГВт, в 2026-2030 гг. 4,5 ГВт. Однако основной ввод гидрогенерации намечается в Сибири. Это, прежде всего, Туруханская ГРЭС, мощность которой варьируется от 6 до 18 ГВт. Учитывая, что затраты на строительство линий электропередачи для транспорта электроэнергии в Европейскую часть страны от этой ГЭС соизмеримы с затратами на её строительство, экономически целесообразно принять мощность этой ГЭС многолетнего регулирования в объеме 12 ГВт.

Преимущественное развитие тепловой электрогенерации сохранится и на период до 2030 г., при этом использование угля для выработки электроэнергии возрастет в 2,4 раза, а потребление газа в электроэнергетике также возрастет, но в объеме до 15%. Без учета объемов теплевооружения и замещения выбывающих мощностей ТЭС на период 2021-2025 гг. составит 7 ГВт, а на период 2026-2030 гг.-26 ГВт [35].

Общий прогноз развития генерирующих мощностей на период 2010-2030 гг. можно получить на основе 5-летних темпов прироста по данным «Целевого видения РАН», умеренный вариант (табл. 27) [35].

Из анализа табл. 27 следует, что период 2021-2030 гг. характеризуется спадом ввода новой генерации с 99 ГВт в период 2011-2020 гг. до 66 ГВт в период 2021-2030 гг., что не соответствует государственным задачам ускоренного развития экономики на этот период.

Таблица 27

Увеличение генерирующих мощностей России  
на период 2010-2030 гг. на основе 5-летних темпов прироста

Вид генерации	Мощность, ГВт	2010	2015	2020	2025	2030
АЭС	Общая	24,6	34,1	47,1	54,1	67,1
	Прирост за 5 лет	1,3	9,5	13,0	7,0	13,0
ГАЭС+ГЭС	Общая	50	55	62	73	75
	Прирост за 5 лет	0,5+3,5	2,4+2,6	3,2+3,8	5,0+6,0	0+2,0
ТЭС	Общая	166,5	188	231	238	264
	Прирост за 5 лет	20,3	21,5	43,0	7,0	26,0
Всего	Общая	241,1	277,1	340,1	365,1	406,1
	Прирост за 5 лет	25,6	36,0	63,0	25,0	41,0

Реальные потребности новой генерации можно получить на основе дегализации вводов и выводов блоков АЭС на период 2021-2030 гг. [46] с соответствующей корректировкой ввода мощности ГАЭС и используя данные «Целевого видения РАН до 2030 г» в части ТЭС и ГЭС (табл. 28).

Таблица 28

Структура вводов генерирующих мощностей  
на период 2021-2030гг., ГВт

Тип генерации	2021-2025	2026-2030	2021-2030
Атомная электроэнергетика	11,6	17,8	29,4
Гидроаккумулирующие станции	2,9	4,5	7,4
Гидроэнергетика	6,0	2,0	8,0
Тепловые электростанции	7,0	26,0	33,0
Всего	27,5	50,3	77,8

Заметим, что фактически генерирующая мощность определяется совокупным действием АЭС, ГЭС и ТЭС, которая к 2030 г. возрастет на 70 ГВт.

**Развитие электросетевого хозяйства.** Прогноз развития электрических сетей России на период до 2030 г. в значительной мере не определен из-за обширности и неравномерности развития территорий и отсутствия данных по развитию регионов страны на эту перспективу. Даже наиболее полное исследование, выполненное АЭН с участием ведущих академиче-

ских институтов [35], ограничилось набором схем электрических сетей сверхвысокого напряжения (СВН) для уровней электропотребления 2000 и 3000 ТВт·ч без каких-либо количественных оценок (табл. 29).

Масштабная обработка упомянутых схем позволяет оценивать структуру электросетевого хозяйства России в части объема и территориального размещения сетей СВН, формирующих основу ЕНЭС страны.

Таблица 29

Уровни напряжений и протяженность магистральных линий СВН России (тыс. км) на период до 2030 г. при электропотреблении 2000 и 3000ТВт·ч

Энерго-зона	Переменный ток				Постоянный ток $\pm 750$ кВ			
	330 кВ	500 кВ	750 кВ	1150 кВ	2000 ТВт·ч	Всего	3000 ТВт·ч	Всего
1. Северо-Запад	2,0	2,78	1,55		-	6,33	-	6,33
2. Центр	-	0,2			-	-		0,45
3. Волга	-	0,7			-	0,7	0,25	0,7
4. Юг	-	1,88				1,88	-	1,88
5. Зап.Си-бирь	-	2,43		1,58	1,5	5,51	3,7	6,13
6. Вост. Сибирь	-	0,7		1,8	1,75	3,25	4,5	5,2
7. Дальний Восток	-	5,4		-	1,6	7,0	1,78	7,18
8. Сумма, тыс.км	2,0	14,1	1,55	3,38	4,85	24,67	10,23	27,87

*Для варианта 3000 ТВт·ч ввод линий 1150кВ не предусмотрен.*

При отсутствии данных о развитии регионов страны протяженность распределительных сетей (220-110-35кВ) и протяженность бытовых сетей 10-0,4 кВ в соответствии с теорией техноценоза [47] может быть определена по сложившейся структуре сетей за предшествующие периоды [25, 29, 41]. Из табл. 30 видно, что за рассматриваемый период 2000-2010 гг. структура протяженности электрических сетей практически не изменилась. Принимая в качестве базовой структуры сеть в 2005 г. и прирост длины магистральных линий к 2030 г. равны 27,9 тыс. км, найдем ожидаемый прирост распределительной сети равной 80,3 тыс. км, а бытовой сети- 381,3 тыс. км.

Таблица 30

Протяженность и структура электрических сетей России (тыс. км/проценты)

№ п./п.	Наименование электрической сети	2000	2005	2010
---------	---------------------------------	------	------	------



1	Магистральные сети-220кВ и выше	$\frac{135}{5,5}$	$\frac{140}{5,7}$	$\frac{152}{6,1}$
2	Распределительные сети 35-110 кВ	$\frac{402}{16,4}$	$\frac{405}{16,4}$	$\frac{423}{16,9}$
3	Сбытовая сеть 0,4-10 кВ	$\frac{1915}{78,1}$	$\frac{1920}{77,9}$	$\frac{1925}{77,0}$
4	Всего	$\frac{2452}{100}$	$\frac{2465}{100}$	$\frac{2500}{100}$

Прирост трансформаторной мощности магистральных электрических сетей в 2021-2030 гг. можно оценить приблизительно на основе суммарной мощности федеральных электростанций, которая кратно трансформируется в ЕНЭС с коэффициентом  $S_{\Sigma \text{Т.ЕНЭС}}/P_{\Sigma \text{ФЭС}}=3,6$  ГВА/ГВт. Откуда суммарная мощность трансформаторов ЕНЭС равна  $70 \text{ ГВт} \cdot 3,6 \text{ ГВА/ГВт} = 252 \text{ ГВА}$ .

Ожидаемые значения суммарной трансформаторной мощности ЕНЭС на период 2011-2030 гг. можно найти, используя данные прироста генерирующих мощностей ФЭС, предусмотренные целевым видением РАО «ЕЭС России» [35] и по тренду уточненной проектной оценки прироста мощности (табл. 20).

Из табл. 31 следует, что «Целевое видение РАН» дает завышенные на 110 ГВА значения трансформаторной мощности ЕНЭС, что обусловлено прежде всего завышенными оценками этой мощности в период до 2020 г. Уточненные проектные оценки предусматривают равномерное увеличение прироста трансформаторной мощности ЕНЭС по десятилетним периодам 2011-2030 гг.

Таблица 31

Соотношения приростов генерирующих мощностей федеральных электростанций (АЭС, ГЭС, КЭС) и трансформаторной мощности ЕНЭС на период 2011-2030 гг. (ГВт/ГВА)

№ п.п.	Источник информации	2011-2020	2021-2030	2011-2030
1	«Целевое видение стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030гг» [35]	$\frac{99}{356}$	$\frac{66}{238}$	$\frac{165}{594}$
2	Уточненная проектная оценка (табл. 20)	$\frac{64,7}{233}$	$\frac{70}{252}$	$\frac{135}{485}$

При отсутствии данных о развитии регионов России на рассматриваемый период значение и структура трансформаторной мощности распределительной и сбытовой сетей в соответствии с [47] может быть приближенно определена по сложившейся структуре мощности электросетевого хозяйства страны за предшествующие периоды (табл. 32) [25, 28, 41]. Из приведенной таблицы следует, что в период 2000-2010

гг. структура мощности различных электрических сетей практически не изменилась. Принимая в качестве базовой структуру мощности в 2005 г. и прирост трансформаторной мощности ЕНЭС за 2021-2030 гг. равный 252 ГВА, найдем ожидаемый прирост трансформаторной мощности распределительной сети равной 225 ГВА, а сбытовой сети-88 ГВА, при суммарной мощности РСК-313ГВА.

Таблица 32

Структура и установленная мощность электросетевого хозяйства России (ГВА/проценты)

№ п./п.	Наименование электрической сети	2000	2005	2010
1	Магистральные сети 220 кВ и выше	<u>322</u> 44,6	<u>327</u> 44,6	<u>408</u> 47,6
2	Распределительная сеть 35-110 кВ	<u>287</u> 39,9	<u>292</u> 39,8	<u>319</u> 37,2
3	Сбытовая сеть 0,4-10 кВ	<u>111</u> 15,5	<u>115</u> 15,6	<u>130</u> 15,2
4	Всего	<u>720</u> 100	<u>734</u> 100	<u>857</u> 100

Данные по развитию трансформаторной мощности РСК на период 2021-2030 гг. могут быть оценены через суммарный рост электропотребления в предположении, что трансформаторные мощности этих сетей близки к полной загрузке. Для базового 2005 г. эта мощность составляла 407 ГВА и обеспечивала электропотребление 925 ТВт·ч, что учтено при составлении табл. 33.

Таблица 33

Соотношение приростов электропотребления и необходимой дополнительной трансформаторной мощности РСК на период 2021-2030 гг. (ТВт·ч/ГВА)

Источник информации	2011-2020	2021-2030	2011-2030
1. «Целевое видение стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 г.» [35]	<u>450</u> 195	<u>420</u> 182	<u>870</u> 377
2. Уточненная проектная оценка по тренду электропотребления (табл. 25)	<u>310</u> 134	<u>300</u> 130	<u>610</u> 264

Из табл. 33 видно, что оценка прироста дополнительной трансформаторной мощности РСК близка по периодам 2011-2020 гг. и 2021-2030 гг. и ожидаемый на 2021-2030 гг. прирост трансформаторной мощности распределительной и сбытовой сетей соответствует оценкам, данным на период 2011-2020 гг.

## Литература

1. Воронай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанова В.В., Шевелева Г.И. Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решений в рыночных условиях // РАН ИНИП семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 2007, с.110.
2. Милов И.В. Сценарии развития реформ в электроэнергетике России // Вести в электроэнергетике, 2004, №1, с.30-33.
3. Основные положения стратегии развития Единой национальной электрической сети на 10-летний период // Вести в электроэнергетике, 2004, №6, с.18-24.
4. Труды научной сессии РАН «Энергетика России: проблемы и перспективы» / Под редакцией акад. Фортובה В.Е. и акад. Леонова Ю.Г. М.: Наука, 2006.
5. Романов А.А., Земцов А.С. Необходимость технического перевооружения России // Промышленная энергетика, 2002, №3, с.2-5.
6. Программа обновления объектов электроэнергетики ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на период до 2010г. и прогнозная оценка до 2015г. // Энергетик, 2006, №7, с.2-4.
7. Герасин А.Б., Габурт С.П. Приложение к национальному проекту «Энергетика» // Энергетик, 2006, №7, с.2-4.
8. К вопросу о проблемах и перспективах реализации энергетической стратегии России (материалы аналитического управления Аппарата Совета Федерации РФ) // Вести в электроэнергетике, 2007, №1. С.3-5.
9. Кузьмин В.В., Образцов С.В. Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию в России. М.: ИПК Госслужбы, 1998. с.175.
10. Вариводов В.Н. Современные тенденции в развитии высокотехнологического оборудования для ЕНЭС // Вести в электроэнергетике, 2006, №1, с.44-47.
11. Крылов Д.А. Перспективы использования атомной энергии для электропривода газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции «Курская» // Бюллетень по атомной энергии, 2007, №10, с.36-40.
12. Дьяков А.Ф. Сохранение единой электроэнергетической системы в условиях приватизации. М.: Изд-во МЭИ, 2002, 27с.
13. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Единая энергетическая система России в период рыночных преобразований. М.: Изд-во МЭИ, 2003, 152с.
14. Платонов В.В. Анализ стратегии развития и проблемы реформирования электроэнергетики России. Монография. Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2006, 88с.
15. Уроки для России про рынок // Промышленные ведомости. №9 (103), 2005
16. Анализ моделей реструктуризации электроэнергетической системы России. М: ИБРАЭ РАН. 2002. 3К-препринт ИБРАЭ РАН, №IBRAE.-2001-16.
17. Платонов В.В. О факторах калифорнийского кризиса в электроэнергетике России // Энергетик, №9, 2005, с.17-22.
18. Платонов В.В. Возможно ли незатратное получение энергии и как обеспечить надежное электроснабжение при минимизации тарифов. М: ИБРАЭ РАН, 2003. 24с. Препринт ИБРАЭ РАН, № IBRAE-2003-11 .
19. Состав советов директоров и правлений подразделений холдинга РАО ЕЭС России <http://www.rao-ees/ru/ru>. 2005-2009
20. Кабанова Е.В. Экономическая ситуация в электроэнергетике // Вести в электроэнергетике, №3, 2004, с.10-17.
21. Пикин С.С. Обзор состояния оптового рынка электроэнергии во I квартале 2005 г. // Вести в электроэнергетике, №4, 2005, с. 10-13.
22. Основы организационной структуры исполнительного аппарата ОАО РАО «ЕЭС России» на период реформы // Вести в электроэнергетике, №3, 2004, с.56-59.
23. О законодательном обеспечении реализации энергетической стратегии России на период до 2020г. // Вести в электроэнергетике, 2003, №6, с.23-24.
24. Концепция ФЦП «Развитие атомного электропромышленного комплекса на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года». <http://www.government.ru>. 2006
25. Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» с 2007 по 2011 годы» <http://www.rao.ees/ru/ru/invest>. 2007
26. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. <http://www.rao-ees.ru/ru/invest.2007>

27. Платонов В.В. Анализ стратегии развития электроэнергетики России. Монография Юж.-Рос.гос.техн.ун-т. Новочеркасск ЮРГТУ (НПИ), 2005, 48с.
28. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2008-2010 гг. <http://www.government.ru>. 2007
29. Среднесрочная программа развития энергетики на 2006-2010 годы. Минпромэнерго РФ. <http://www.government.ru>. 2006
30. Инвестиционная стадия развития ЭЭС России. <http://www.rao.ees.ru/ru/investor>. 2006
31. Дьяков А.Ф. Электроэнергетика России на рубеже XXI века и перспективы её развития // Известия РАН, Энергетика, 2000, №1, с. 69-83.
32. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005, 320с.
33. Чемоданов В.И., Бобылева Н.В., Соколов Н.Ю. Перспектива развития Единой энергетической системы // Электро, №1, 2002, с.2-9.
34. Васильев Ю.С., Глебов И.А., Глухих В.А., Данилевич Я.Б., Димерчан К.С., Тиходеев Н.Н. Предпосылки самодостаточного развития электроэнергетики России // Известия РАН, «Энергетика», 2001, №3, с.3-32.
35. О целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030г. //Объединенный институт высоких температур РАН. Москва, 2007, 135с.
36. Беляев Л.А., Подковальников С.В. Рынок в электроэнергетике: проблемы решения генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука, 2004, 250 с.
37. Информация официальных сайтов ОГК-1-7, ТГК-1-15, 2009 г.
38. Лидер по отставкам//Ведомости №108, 16.06.2008
39. Информация официальных сайтов ФСК, МРСК, 2009 г.
40. Чубайс А.Б. Целевое видение развития электроэнергетики России до 2030г. <http://www.rao-ees.ru/ru>. 2007.
41. Инвестиционная политика развития ЭЭС России. <http://www.rao-ees.ru/ru>. 2006.
42. Троицкий А.А. Энергетическая стратегия – важнейший фактор социально-экономического развития России // Теплоэнергетика, 2001, №7, с.2-9.
43. Беляев Л.С. Концепция реформирования электроэнергетики нуждается в корректировке // Энергия, №7, 2006.
44. Муратов О.Э., Тихонов М.И. Атомная энергетика в России после Чернобыля // Промышленная энергетика, №4, 2007, с.44-50.
45. Худяков В.В. Проблемы энергосистем США // Электричество, 2006, №6, с.7-20.
46. Муратов О.Э., Тихонов М.И. Атомный ренессанс: новые возможности и проблемы // Бюллетень по атомной энергетике, 2007, №6, с.12-17, №7, с.34-39.
47. Кудрин Б.И. О государственном плане рыночной электрификации России. РАН институт народнохозяйственного прогнозирования. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» 27.01.2004, с.204.

## ДИСКУССИЯ

### *Вопросы*

**Ю.В. СИНЯК, председатель**

Какие будут вопросы?

**В.В. БУШУЕВ** – Институт экономической стратегии

Какова цель доклада?

**В.В. ПЛАТОНОВ**

Нам нужно восстановить электроэнергетику России. Что для этого нужно сделать? Нужно создать примерно 7-10 крупных энергетических компаний, которые будут в состоянии финансировать развитие отрасли.

Я говорил, что нас ожидает как в части развития электроэнергетики до 2020 г., так и до 2030 г. при ориентации на американскую модель развития.

В докладе показано документально, что все решения по развитию электроэнергетики до 2010 г. практически не выполнялись, а реформирование отрасли проведено в ущерб интересам России. И это главное.

**В.А. НЕВЕЛЕВ – ГУ ИМЭИ**

Скажите, пожалуйста, чем вызвано разделение РАО ЕЭС на отдельные структуры?

**В.В. ПЛАТОНОВ**

Разделение холдинга на бизнес-структуры было связано с тем, что валовой доход РАО ЕЭС России составлял в среднем 50 млрд. долл. в год. Это хорошие деньги, которые можно было использовать для различных целей, в том числе и для развития энергетики. Разделение холдинга было сделано с целью отделить конкурентные формы производства энергии от неконкурентных. Но конкурентная форма производства энергии - это генерация на узловых станциях (60%), и АО- энерго (27%). Это то, что должно конкурировать. Про сбыт надо сказать отдельно. Что касается передачи электроэнергии по магистральным сетям, то на нее приходится около 2% валового дохода РАО. В этих условиях (выделение 2% от суммарного валового дохода) реформирование электроэнергетики не имело смысла. Это было неоправданно. Когда холдинг создали, выяснилось, что вводится примерно десятая часть от того, что раньше вводилось, аварийность растет. Каждый год возникают разные аварии, особенно в Сибири. Ремонтировать не на что. Лучший способ -

это ликвидация этой системы и создание 7-10 крупных энергетических компаний.

***А.И. КУЗОВКИН – Институт микроэкономики***

Василий Васильевич, вы говорили об ущербе от принятой системы реформирования РАО ЕЭС. Какая оценка у вас была?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Это очень просто. Я посчитал затраты за шесть лет, как работало РАО ЕЭС до реформирования и как оно работает сейчас в этих структурах.

Раньше расходы на базовую генерацию составляли 63%, а 37% составляло все остальное. Столько стоило бы на самом деле обслуживание и обеспечение населения теплом и электроэнергией. А теперь у нас 46% – это генерация, остальное – управление, передача, сбыт электроэнергии и диспетчеризация. Диспетчеризация расходов увеличилась в 35 раз. Я посчитал, сколько составят расходы за 6 лет по старой системе, если взять топливо и добавить в немодернизированную структуру системы сбыта и передачи электроэнергии, и сравнить с тем, что у нас фактически получилось. Оказывается, что это почти 40 млрд. долл. дополнительных расходов.

***Л.Е. ВАРШАВСКИЙ – ЦЭМИ***

Спасибо за очень интересное сообщение. Вопрос такой. Что можно бы сказать о тарифах, о перспективах изменения их в ближайшие несколько лет, учитывая, что наши тарифы сравнивались с американскими?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Не только сравнивались, но и превзошли.

***Л.Е. ВАРШАВСКИЙ***

Какова доля иностранных инвесторов? Какого поведения следует от них ожидать?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Как можно бороться? Мы сейчас имеем тарифы в промышленности 7 центов, население платит примерно 10 центов (3 рубля за кВт/час). Тариф в промышленности, по данным Института проблем естественных монополий, в 1,5 раза выше, чем в Китае и в Соединенных Штатах. Значит, мы уже не конкурентоспособны даже по сырьевым ресурсам. Китай сейчас определяет мировые цены на черные металлы, по сути дела, его выработка электроэнергии превышает нашу в несколько раз. У нас ресурсные возможности ограничены. Сколько нам будут стоить тепловые электростанции? Новые станции нам будут стоить дополнительно к та-

рифу еще 3-4 цента/кВт·ч (с учетом платы за капитал). Тариф на электроэнергию на рынке сразу увеличится.

В связи с этим хотелось бы что-то положительное сказать о том, что нам нужно сделать сейчас. Электроэнергия сейчас продается по самой дорогой цене электростанции, участвующей в покрытии графика нагрузки. Должен быть единый покупатель всей электроэнергии по ценам, формируемым из собственных затрат электростанций плюс контролируемая прибыль. Средняя цена электроэнергии будет падать в 1,5 раза, что приведет к снижению тарифов для потребителей. Необходим возврат к двухуровневый системе тарифов - на уровне региона и на уровне ФОРЭМ.

Развитие тепловой генерации. В развитии нужно ориентироваться только на бюджетное финансирование. Что сейчас происходит? Мы берем у банка под 17% годовых на развитие, и в результате это плюс 3 цента/кВт·ч к тарифам на 10-15 лет. А банкам деньги все равно дает государство под меньший процент. Так не проще ли государству давать напрямую деньги и эти 3 цента оставить в экономике страны.

Атомная энергетика. Атомная энергетика – в основном на бюджетном финансировании. Это отдельный, очень интересный вопрос. В атомной энергетике сейчас примерно 2,5 млрд. долл. стоит гигавайт мощности. Но у нас еще практически не учтена утилизация отходов. Утилизация отходов атомной станции - это проблема номер 1 в стране. У нас сейчас наработано несколько тысяч тонн радиоактивных отходов, которые существуют до миллиона лет. В основном они находятся на хранилищах станций. На Ленинградской и Курской АЭС эти хранилища уже переполнены. Так где хранить? Ничего не строится. За рубежом есть государственные программы по строительству, и это увеличивает стоимость атомной станции, наверное, наполовину. Эти отходы нужно хранить, и хранить надежно.

Второе. Монопольные сектора, которые мы сейчас имеем, - это развитые структуры, магистральные сети, МРСК. Там нужно ограничить расходы. Первым делом запретить брать кредиты. Раньше никогда кредиты не брали. А сейчас кредиты берут, а банки очень охотно дают кредиты и даже как-то стимулируют крупных заемщиков. Потом, когда кредит взят, энергетические комиссии по тарифам уже не могут возразить. Им говорят: платить кредит – дело святое. Надо запретить брать кредиты, а использовать те средства, которые есть. По моим оценкам, это примерно вдвое сократит расходы на обслуживание и развитие сетей.

Нужно возрождать строительную инфраструктуру. Может быть, целесообразно создать холдинг по воспроизводству электроэнергетики. Если бы было такое государственное решение, тогда можно надежно развивать отрасль. Нужно сделать, чтобы отдельно существовал комплекс строительства: это проектирование, инфраструктура строительства и монтажа, даже наладка и опытная эксплуатация оборудования.

Чубайс говорил: «А мы попросим китайцев, пусть они нам построят 20 гигаватт мощности». Китайцы могут построить на правах концессии, а это сразу увеличит тарифы уже не на 3 цента, а на 4-6 центов за кВт·ч., потому что они будут брать не только плату за капитал, но и планировать себе какую-то прибыль, и амортизационные расходы тоже будут брать. А потом, когда эти станции отработают 20 лет и будут представлять из себя в общем-то отработанный материал, они эти станции передадут нам безвозмездно. Поэтому варианты эти не очень хорошие.

***Ю.В. СИНЯК, председатель***

Василий Васильевич, сейчас вывешена и одобрена Энергетическая стратегия до 2030 года. Она уже вывешена на сайте. Это в ноябре месяце состоялось. В последние годы все критикуют путь реформирования. Хотелось бы узнать, что сейчас в этой Энергетической стратегии было учтено из этой критики?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Я не читал, поэтому не могу сказать. Я думаю, что учтено электропотребление. Будет не 3000 млрд. кВт·ч., а около 1500.

***Ю.В. СИНЯК***

Три тысячи - это был просто заказ. Под три тысячи никакого расчета не было.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Значит, две тысячи.

***Ю.В. СИНЯК***

Две тысячи, потом все это уменьшилось до тысячи шестисот.

Сейчас существует большое количество ОГК, и они очень слабые. Вы показали, что и капитализация низкая. Сами по себе средства, которые они собирают, очень небольшие. Это является одним из тормозов активной инвестиционной политики. Во всем мире в условиях кризиса последних лет, наоборот, идет объединение компаний. Следует ли поставить вопрос, чтобы мелкие компании были объединены по территориальному признаку для того, чтобы иметь довольно сильные энергетические пулы, которые могли бы накапливать эти средства? Каково ваше мнение?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Я с этим согласен. У специалистов существует мнение, что нам нужно по 7 энергозонам России создать типа АО-энерго региона, куда войдет объединенная сеть. Там сразу получается большая капитализация. Естественно, нужно стремиться не минимизировать капитализацию с



тем, чтобы меньше платить налоги, а указывать реальную стоимость. От этой реальной стоимости можно получать амортизацию и эти средства использовать хотя бы частично на развитие. Поэтому нам нужно сделать хотя бы 7 крупных компаний и полностью возродить институты проектирования и управления энергетикой. Раньше были государственные ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, Гидропроект и т.д. Это крупнейшие институты, которые имели подразделения, которые между собой конкурировали и оптимизировали результаты. А сейчас ими управляют частные конторы, извлекающие прибыль.

***Ю.В. СИНЯК***

Василий Васильевич, как вы реально оцениваете, что возможно сейчас воссоздать?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Есть три организации, которые занимаются диагностикой оборудования. Они говорят: ресурс ОГК, самых крупных объединенных наших станций по турбинам до выхода их из строя или до ремонта 10-20%, ресурс ТГК – от 5 до 40, но тоже очень низкий процент, в среднем около 15. Нас ожидает серия крупных техногенных аварий, после этого будет принято решение правительства о том, чтобы создать такие системы.

***Ю.В. СИНЯК***

На днях прозвучало заявление президента Д.А. Медведева о том, что Россия берет на себя обязательства снизить выбросы CO<sub>2</sub> на 25% к 2020 году. Как это возможно? Кто готовит президенту такие заявления на высшем уровне? За этим сейчас пойдет серия правительственных решений, давайте это выполнять. В результате это повлияет на быстрое увеличение роста затрат, снижение темпов экономического развития и вообще снижение имиджа России, потому что, конечно, мы не выполним эти решения.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

У нас есть контрольная точка, это 1990 год. Там электроэнергетика России выбрасывала около 700 млн. т CO<sub>2</sub>. Сейчас мы выбрасываем меньше и, поскольку мы реально мало строим, то нам не грозят санкции.

***Ю.В. СИНЯК***

Но мы хотели развиваться с какими-то темпами. Не может же развитие не происходить, тем более в электроэнергетике.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Развитие здесь следующее. Атомная энергетика – выбросов нет. Гидроэнергетика – более или менее нормально. Тепловая энергетика у

нас – 70% сжигаемого газа, причем сжигаем его расточительно - низко-потенциально с КПД 30-32%, не больше. Если только мы поставим газотурбинные установки с предварительной компрессией газа, мы можем увеличить выработку электроэнергии примерно на 40%, без дополнительного расхода газа и увеличения выбросов CO<sub>2</sub>. Вот такое решение.

***Ю.В. СИНЯК***

Согласен, но у нас нет такого энергомашиностроения, а покупать – это слишком дорого, да и в таких объемах мировая машиностроительная отрасль не выдержит.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Я смотрел по литературе: в основном турбины мы должны закупать за рубежом. Мелкие турбины (до 5 мегаватт) мы будем делать сами. Но надо закупать турбины за рубежом с тем, чтобы строительство их осуществлялось в России. Мы покупаем лицензию, а строительство в России. Только таким путем. Дело в том, что в теплоэнергетике мы позиции свои утратили очень сильно. За рубежом работает тысяча блоков с сжиганием угля в циркулирующем кипящем слое, а у нас – ни одного. Поэтому нам нужно закупать за рубежом все технологии по электроэнергетике, но производить в России. Это нам даст и рабочие руки, и объемы выработки, и все прочее. Я это так понимаю.

***Ю.В. СИНЯК***

Но и с рабочими руками, надо сказать, все не так просто.

## **Выступления**

**Ю.В. СИНЯК, председатель**

Есть еще вопросы? Нет.

Кто хотел бы выступить?

**А.И. КУЗОВКИН – Институт микроэкономики**

Я давно знаю В.В.Платонова, лет десять мы взаимодействуем по проблемам реформирования энергетики. Я поддерживаю его интересный доклад и предложения, которые особенно те, которые были высказаны только что.

Дело в том, что пути реформирования, как вы знаете, окончательно решались в 2001 г., когда в январе вышло распоряжение В.В. Путина о том, чтобы создать рабочую группу по реформированию электроэнергетики. В этой рабочей группе трудились и представители Российской Академии наук, и специалисты многих институтов, многих предприятий и т.д. В феврале-марте 2001 г. было представлено множество концепций. Но правительство и президент выбрали именно подход РАО ЕЭС, подход группы Чубайса, и расформировали единую энергосистему, разделили на части. Все последствия, которые мы имеем сейчас, будут сохраняться. Я не хочу их все перечислять, назову только два последствия.

Первое. Уже много лет назад тарифы в промышленности превысили уровень тарифов в Соединенных Штатах. Население США теперь догнало Россию по тарифам на электроэнергию, хотя средний доход на душу населения у нас в три раза ниже, чем в США и т.д.

Второе, что хотелось сказать в качестве глобального недостатка модели Чубайса – это то, что все реформы по Чубайсу проводились под лозунгом снижения тарифов, снижения затрат. Конкуренция приведет к снижению затрат – вот был основной лозунг. Для этого разделили на конкурентные сектора, на генерации, на сбыт. Но ничего не изменилось. Наоборот, произошло увеличение затрат, в докладе об этом было сказано, резкое увеличение затрат на сбыт, на передачу и т.д. То есть все цели на самом деле оказались ложными, а, может быть, они сначала были такими, чтобы выполнить совсем другие задачи – задачи накопления доходов у менеджмента и т.д.

Второй недостаток, кроме повышения тарифов, состоял в том, что инвестиции, к сожалению, проводились под лозунгом, что будут проданы акции предприятий, на рынке появятся инвесторы, и начнется строительство. Ничего этого не произошло. Понятно, почему не произошло. Потому что главный принцип инвестиционной политики таких отраслей, как электроэнергетика – это прежде всего концентрация инвестиций. Необходима концентрация инвестиций в одних руках, а не ее рас-

пыление на сотни компаний. Сотни генерирующих, сбытовых и передающих компаний имеют мизерные доходы, мизерные инвестиции. Что они могут построить? Чтобы построить крупную электростанцию (а только она эффективна), у них нет средств. Никакого увеличения, к сожалению, пока не происходит. Какой выход? Выход – возврат если не к одной единой энергосистеме, то, по крайней мере к 7 территориальным объединенным энергосистемам. Но обязательны не только генерации, но и сети, и сбыт. Всё должно быть в одних руках. Только в этом случае будет концентрация инвестиций, и мы что-то можем строить. Мы беседовали с генеральным директором ОГК-4. Он говорил – нет денег, надо поднять тарифы. Его можно понять. Он же строит крупные блоки, на них нужно несколько сот миллионов долларов, а у него доходов не хватает.

Третье, что я хотел сказать. Правильно было сказано в начале доклада, что вся эта реформа, начиная с указа президента Ельцина 1992 года о ликвидации единой энергосистемы, противоречила Конституции Российской Федерации и в то время, и в настоящее время. Я был экспертом Конституционного суда в августе-сентябре 1993 года, когда решался вопрос о неконституционности двух указов президента Ельцина. Тогда возразили губернаторы Красноярского края и Иркутской области, когда у них стали изымать крупные гидростанции. Но решение Конституционного суда от 8 сентября (а это было последнее решение Конституционного суда во главе с Зорькиным) признало незаконность, неконституционность этих указов. После Зорькин издал последнее постановление о неконституционности указа Ельцина от 20 сентября о роспуске Верховного Совета Российской Федерации и на этом Конституционный суд закончил свою работу.

Действительно, правильно и обоснованно в докладе было отмечено, что это противоречило Конституции. Но это было принято, и мы, к сожалению, сейчас пожинаем плоды.

Спасибо.

***В.А. НЕВЕЛЕВ – ГУ ИМЭИ***

Уважаемый Юрий Владимирович!

Уважаемые коллеги!

В своем Послании Федеральному Собранию Президент Российской Федерации обратил особое внимание на решение проблемы энергосбережения. В этом аспекте вопросы реформирования и развития электроэнергетики имеют особо важное значение, что и получило свое развитие в Энергетической стратегии развития до 2015 г.

Сегодня Василий Васильевич в своем очень интересном выступлении показал развитие систем электроэнергетики и продемонстрировал не только положительные моменты этого развития, но и, главным образом, очень критически подчеркнул те недостатки, которые сопутствовали реформированию и развитию этой очень важной отрасли. Поэтому

актуальность сегодняшнего выступления ни у кого из присутствующих не вызывает сомнения.

Хотелось бы подчеркнуть научную новизну данного выступления по сравнению с другими работами в области энергетики. В основном авторы обращают внимание на технико-экономические показатели, а Василий Васильевич в своем выступлении показал именно управленческие аспекты этой очень важной проблемы, потому что от решения вопросов управления данной отрасли во многом зависит дальнейшее развитие электроэнергетики.

Может быть, за недостатком времени Василий Васильевич не проиллюстрировал основные моменты своего доклада на конкретных показателях ущерба, которые, к сожалению, сопутствуют данному реформированию.

Хотелось бы подчеркнуть, что предложения о рационализации структуры управления находят уже свое воплощение.

Сегодня уже были заданы вопросы, почему было осуществлено такое реформирование, почему отошли от холдинга РАО ЕЭС России к бизнес-структурам. Я согласен с уважаемым А.И.Кузовкиным. А.Б.Чубайс допустил много ошибок и не только при реформировании электроэнергетики. В его аппарате были очень умные люди, с которыми мне пришлось столкнуться. За время работы был осуществлен целый ряд интересных проектов. Если бы инвестиции были правильно перенаправлены, то реализация этих проектов, может быть, достигла бы большого эффекта.

Мне бы хотелось еще подчеркнуть, что сейчас министерство энергетики, соответствующий департамент электроэнергетики проводят данную реформу. Как правильно сказал Василий Васильевич, без этой энергетической политики мы не сможем успешно решать проблемы создания конкурентоспособной электроэнергетики и не сможем выйти на мировые рынки электроэнергии.

В заключение я хочу отметить, что Василий Васильевич очень интересно рассказал о территориальных компаниях. Учитывая прогрессивный мировой опыт, может быть, имеет смысл использовать создание территориальных производственных кластеров, которые уже создаются за рубежом. Конечно, не только Министерство энергетики, но и Министерство регионального развития должно поучаствовать в решении этих задач. Целесообразно использовать инвестиции прежде всего на развитие инновационных производств в электроэнергетике.

Благодарю за внимание.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК – Внешэкономбанк***

Очень интересная дискуссия была и после доклада.

Я поделюсь соображениями, которые возникли в ходе доклада по поводу отсутствия технической компетенции внутри энергокомпаний, что власть захватили экономисты и юристы. Вопрос: не должно ли это

компенсироваться ростом технической компетенции в надзоре? У нас есть орган, ответственный за технический надзор. Что шокирует в той же ситуации с Саяно-Шушенской ГЭС? Если внимательно почитать результаты экспертизы, то виноваты те, кто принимал. А куда надзор все 7 лет смотрел? Это как соображение. Мы действительно видим проблему в том, что слишком много финансистов в экономике, но не должно ли быть большей компетенции, технической ответственности в техническом надзоре?

***А.И. КУЗОВКИН***

Там надо каждый день оперативные вещи смотреть. А надзор периодический, вот беда.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК***

Раз в год-то он должен что-то сказать.

***А.И. КУЗОВКИН***

Этого мало.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК***

По поводу методического подхода. Знаем ли мы, как бы выросли тарифы у регулируемой монополии?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Они были бы в три раза ниже.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК***

То есть вы это учитывали?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Да.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК***

Всегда важно сопоставить в сопоставимых условиях.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Не 7-10, а 3 цента было бы сейчас.

***Е.В. ПОГРЕБНЯК***

Большой плюс разделения компании в том, что мы все-таки видим конечную структуру тарифов на основании отчетов компаний. Да, можно разделять учет внутри вертикально-интегрированной монополии, но

все-таки разделение компании дает более четкую картину разделения структуры тарифов.

Явный минус у вас прозвучал. У вас есть структура организации, как АТС, системный оператор. Никто не говорит, насколько они эффективны. Например, в США была ситуация, когда создавалось несколько энергорынков, и они смогли через несколько штатов смотреть: одна региональная организация больше денег берет, чем другая. Там была возможность сопоставления. У нас этого нет.

Вы говорили по поводу инвестиционных программ и объемов ввода. Я прочитал два тезиса. С одной стороны, плохо, что не построили. С другой стороны, плохо, что не было производственных мощностей и не могли построить. Во-первых, было очень интересно посмотреть, что у нас традиционно были завышенные прогнозы по вводам. Почему-то казалось, что только генсхема завышена. Оказывается, что мы традиционно завышаем объемы ввода. Вопрос: хорошо или плохо, что их не построили? Если мы верим в то, что эти станции построили бы и они генерировали бы спрос на энергию, вокруг этих мощностей были бы новые производства – да. Но если спрос ниже, как сейчас, то зачем эти избыточные мощности? Зачем я, как потребитель, должен платить за избыточные резервы?

Последнее замечание. Если отвлечься от разговоров, кто виноват, один из минусов вертикально-разделенной компании в том, что стимулы к энергосбережению в ней пропадают. Чуть-чуть в сбыте можно сэкономить, чуть-чуть в системах, чуть-чуть в генерациях. Но какой выигрывает в энергетике? Он может быть разделен между компаниями и в результате энергосбережением заниматься некому. Это история 70-х годов в Штатах, когда они посчитали, что провести информационную работу с потребителем оказывается выгоднее, чем строить тогда угольные или атомные станции. Здесь проблема, которую нужно решать, и ваш доклад навел на мысль об этой проблеме.

Спасибо.

#### ***Л.Е. ВАРШАВСКИЙ – ЦЭМИ***

Хотелось бы еще раз поблагодарить Василия Васильевича за доклад.

Какие выводы хотелось бы сделать из доклада? По-видимому, единственным вариантом спасения является централизация энергетики, возвращение к тому, что было в советские годы, 20 лет назад, но, естественно, на новой основе. Возможно, стоит взять за пример энергетическую компанию во Франции. Это капиталистическая страна, но, тем не менее, централизация там была. Они прекрасно справились с программой сооружения АЭС в 70-е годы и великолепно вышли в лидеры. В условиях капитализма все это можно сделать централизованно, все нормально и обосновать это развитие.

Призываю всех подумать о варианте возврата к централизации отрасли, но уже на новой основе, не на той, которая была, а с учетом всего хорошего, что было в других системах. Пока у старшего поколения есть какие-то знания, они могут что-то предложить. А молодежь этого не знает. Она не застала, к сожалению, это время.

Второе. Насколько я знаю, за рубежом, в частности, в Великобритании, когда перешли на рынок электроэнергии, не все профессионалы были довольны. Они говорили, что это политическое решение. А дальше они предлагают свои технико-экономические решения уже с учетом существующей политики. Мы вынуждены, мы служащие, в конце концов. Вот такая ситуация. В этой связи, возможно, стоит подумать, чтобы создать какой-то международный союз экспертов, профессионалов-энергетиков.

Спасибо.

***В.В. БУШУЕВ – Институт энергетических стратегий***

Уважаемые коллеги!

Тема, которая была сегодня заявлена, действительно является многообещающей и актуальной. Но, к сожалению, свойство российской интеллигенции, в том числе и научной, часто ограничивается тем, что мы кидаем тухлые яйца на сцену после того, как артист уже давно ушел из театра. Так было и в постсоветские времена, когда мы на чем свет стоит критиковали прежнюю централизованную систему, так сегодня, когда РАО уже нет и та задача, которая стояла перед РАО – задача реформировать электроэнергетику, в общем-то решена. Плохо или хорошо, но она решена.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Решена плохо, квалифицированное управление отраслью утрачено, перспективы развития реально не просматриваются

***В.В. БУШУЕВ***

Мне кажется, что вместо ответа на вопрос «кто виноват?», надо все-таки задуматься над вопросом «что делать?». Перед тем, как отвечать на этот вопрос, необходимо понять, что такое электроэнергетика в современных условиях, не в жесткой централизованной системе, как было при советской власти. В условиях жесткой централизованной плановой системы никаких рыночных механизмов быть не должно. И была создана единая технологическая, организационная система. После того, как жесткая централизация исчерпала себя (а это объективный факт), к сожалению, мы не задумались над вопросом, что такое в новых условиях электроэнергетика, это рыночное производство или это инфраструктурная сфера, потому что подходы совершенно разные. Я считаю, что са-



мая большая ошибка тех, кто стоял у истоков реформирования электроэнергетики, заключалась в том, что на этот вопрос ответа не было. К электроэнергетике мы подходили как к обычной товарной схеме. Электроэнергия есть товар, его надо произвести и продать. Этот товар не производится, мы предоставляем услугу. Мы сконцентрировали усилия на рынке мощности, по сути дела, превратили весь базар в систему подключения к этим установленным мощностям. В Америке, на которую мы часто ссылаемся, был принят закон, по которому запрещено ограничивать подключение потребителей.

***Ю.В. СИНЯК, председатель***

Все рассмотренные вопросы в той или иной степени будут сдерживать развитие электроэнергетики, а тем самым, будут сдерживать развитие экономики страны. То есть вопрос не исчерпан и проблема не закрыта, даже в связи с тем, что выпущена Энергетическая стратегия. Я думаю, что работу придется начинать сначала, потому что ее участь такова, как и у Энергетической стратегии 2020.

Спасибо.

Василий Васильевич, вам предоставляется заключительное слово.

***В.В. ПЛАТОНОВ***

Спасибо за предоставленную возможность выступить. В основном я с высказываниями согласен.

Единственно, по поводу тезиса «Зачем нам строить новые станции, если существующие работают». На существующих ТЭС остаточный ресурс по турбинам всего – 10-20%. Если не строить, то мы просто останемся без электричества. И тогда возникнет вопрос: почему молчала российская интеллигенция, в том числе научная?

***Ю.В. СИНЯК, председатель***

Спасибо.

---

Компьютерный набор и верстка  
оригинал-макета выполнены в  
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16  
Объем 5,5 п.л.  
Тираж 100 экз.