

ИЗ ФОНДОВ РОССИЙСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ БИБЛИОТЕКИ

Адамоков, Руслан Капанович

1. Исследование экспортного потенциала
электроэнергетики Российской Федерации :

1.1. Российская государственная библиотека

Адамоков, Руслан Капланович

Исследование экспортного потенциала
электроэнергетики Российской Федерации :
[Электронный ресурс]: Дис. ... канд. экон.
наук : 08.00.05 .-М.: РГБ, 2003 (Из фондов
Российской Государственной библиотеки)

Экономика и управление народным хозяйством
(по отраслям и сферам деятельности в т. ч. :
теория управления экономическими системами ;
макрэкономика ; экономика, организация и
управление предприятиями, отраслями,
комплексами ; управление инновациями ;
региональная экономика ; логистика ; экономика
труда ; экономика народонаселения и
демография ; экономика природопользования ;
землеустройство и др.)

Полный текст:

<http://diss.rsl.ru/diss/03/0543/030543003.pdf>

Текст воспроизводится по экземпляру,
находящемуся в фонде РГБ:

Адамоков, Руслан Капланович

Исследование экспортного потенциала
электроэнергетики Российской Федерации :

Москва 2002

Российская государственная библиотека, 2003
год (электронный текст) .

61:03-8/1057-0

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УПРАВЛЕНИЯ

На правах рукописи

АДАМОКОВ РУСЛАН КАПЛАНОВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПОРТНОГО ПОТЕНЦИАЛА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Специальность 08.00.05 - экономика и управление народным хозяйством

Специализация "Экономика, организация и управление предприятиями,
отраслями, комплексами (промышленность)".

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель -
кандидат экономических наук,
доцент Терентьев Г.Ю.

Москва
2002

Содержание

Введение.....	3
Глава 1. Теоретические подходы к определению эффективности международной торговли.....	11
1.1. Теории международной торговли и оценка эффективности внешнеторговых операций.	11
1.2. Современные тенденции в международной торговле.	18
1.3. Анализ современной экспортной политики и эффективности структуры российского экспорта.	25
Глава II. Оценка возможности и современного потенциала экспорта российской электроэнергии.	42
2.1. Ретроспективный анализ экспорта электроэнергии и энергетических технологий из СССР и России.	42
2.2. Маркетинговое исследование современной потребности стран Ближнего и Дальнего зарубежья в импорте электроэнергии из России.	55
2.3. Анализ современного состояния и перспективы формирования экспортного потенциала электроэнергетики России на период до 2015 г.	80
Глава 3. Методический подход к определению экспортного потенциала российской электроэнергетики в условиях неопределенности информации.....	92
3.1. Разработка комплексного методического подхода к определению экспортного потенциала электроэнергетики России.	92
3.2. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России на перспективу до 2005 г.	111
3.3. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России на перспективу до 2010 г.	116
3.4. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России после 2010 г.	136
3.5. Ранжирование основных инвестиционных проектов по увеличению объема экспорта электроэнергии из России.	141
Заключение	148
Литература	152
Приложения	166

Введение

Актуальность темы. На современном этапе развития мировой экономики наблюдается существенное повышение роли внешнеэкономических связей, которые оказывают значительное влияние на динамику и устойчивость развития национальной экономики, формирование ее структуры и эффективность функционирования. Для многих стран мира динамичное развитие внешнеэкономических связей стало катализатором внутреннего экономического роста.

Несмотря на то, что Россия в настоящее время занимает значительный удельный вес в мировой торговле, по товарному наполнению структура российского экспорта, так же как и импорта, ближе к структуре товарооборота развивающихся стран. Доля сырьевых ресурсов, прежде всего нефти и газа, в российском экспорте составляет более 50 %. В связи с этим, перед Россией встает проблема улучшения структуры экспорта в сторону увеличения доли товаров с большей добавленной стоимостью.

Хотя электроэнергия не относится к товарам с высокой степенью переработки, увеличение ее доли в общем объеме экспорта по сравнению с природным газом и нефтью, может сыграть позитивную роль. Более того, в настоящее время существуют дополнительные предпосылки увеличения объема экспорта электроэнергии. К ним относятся: свободные генерирующие и сетевые мощности; большие запасы топливных ресурсов; наличие задельных объектов энергетики; значительные неиспользуемые возможности в энергомашиностроении, строительных организациях, научно-исследовательских и проектных институтах; существенно более низкая антропогенная нагрузка на окружающую среду, а также потенциально более высокая экологическая емкость территории России по сравнению с большинством соседних стран.

Благоприятная конъюнктура цен на электроэнергию, сложившаяся в России и зарубежных странах, также может рассматриваться в качестве важного фактора

увеличения объема экспорта электроэнергии из России в эти страны, что может привести к повышению доходов энергетических компаний и росту на этой основе инвестиционных возможностей для техперевооружения действующего оборудования и ввода новых мощностей.

Еще одним аргументом в пользу увеличения экспорта электроэнергии является то обстоятельство, что при объединении энергосистем страны - экспортера и стран - импортеров, а также стран, через энергосистемы которых будут проходить транзитом потоки электроэнергии, возникает возможность существенной экономии капитальных и эксплуатационных затрат в энергосистемах всех участников за счет реализации системных эффектов.

Для увеличения объема экспортных потоков электроэнергии и углубления интеграции в области электроэнергетики необходимо, в первую очередь, восстановить утраченные связи со странами – бывшими членами СЭВ. Необходимо также проводить работы по освоению новых рынков сбыта электроэнергии.

В настоящее время в Минэнерго РФ, РАО "ЕЭС России" и концерне "Росэнергоатом" рассматриваются возможности расширения объема экспорта российской электроэнергии за рубеж, для чего ведутся переговоры с потенциальными импортерами и проводятся проработки по целому ряду экспортных проектов. Однако, несмотря на то, что работа ведется по большому числу экспортных проектов, до сих пор не проводились работы по комплексному исследованию экспортного потенциала и оценке эффективности программы экспорта российской электроэнергетики в целом. А это оказывает негативное влияние на проводимые работы по прогнозу развития отечественной электроэнергетики, в том числе при обосновании энергетических балансов, инвестиционных программ, планов и т.д. К тому же при проведении финансово-экономических обоснований инвестиционных решений в части развития генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России для расширения экспорта электроэнергии в условиях быстрого роста электропотребления в стране не учитывались возможные сценарии развития

отечественной электроэнергетики, факторы риска осуществления экспортных проектов и дополнительные системные эффекты от объединения энергосистем.

Разработанность темы исследования. В научной литературе подробно изучены преобразования, произошедшие за последние десятилетия в международной торговле, в том числе, в торговле энергоресурсами, а также место и роль России в этом процессе. Этим вопросам посвятили свои работы Андрианов В.Д., Волкова Е.А., Джангиров В.А., Кучеров Ю.Н., Макаров А.А., Мастепанов А.М. Мовсесян А. и др. Однако изучение возможности увеличения доли электроэнергии в общем объеме российского экспорта в условиях изменения внешнеэкономической политики и перехода России к рыночной экономике не было предметом специальных исследований.

В настоящее время отсутствует полная систематизация существующих и перспективных проектов экспорта электроэнергии с точки зрения их эффективности, нет комплексного методического подхода к оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики. Не проводится анализ финансово-экономической эффективности программы экспорта российской электроэнергии в целом.

Цели и задачи исследования. Основной целью данной работы является разработка комплексного методического подхода к оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики на основе оценки экономической эффективности различных проектов экспорта российской электроэнергии в рамках общей инвестиционной программы.

Для достижения этой цели решены следующие конкретные задачи:

1. Выявлены недостатки современной экспортной политики России с обоснованием необходимости расширения экспорта электроэнергии как фактора положительного сдвига в структуре российского экспорта.

2. Определена потенциальная емкость рынка электроэнергии стран ближнего и дальнего зарубежья, имеющих стратегические интересы по импорту российской электроэнергии.

3. Определено наличие свободных генерирующих и сетевых мощностей в ЕЭС России для организации поставок электроэнергии по конкретным направлениям экспорта при различных сценариях роста электропотребления в России.

4. Разработан методический подход к комплексной оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики с учетом регионального размещения свободных генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России, емкости рынков электроэнергии стран – потенциальных импортеров, факторов риска осуществления экспортных поставок, дополнительных системных эффектов от вхождения в крупные энергообъединения.

5. Осуществлен выбор наиболее эффективных инвестиционных решений по развитию генерирующих мощностей ЕЭС России (новое строительство, расширение и замена оборудования) конкретных энергосистем для обеспечения экспортных поставок в сценариях быстрого роста внутреннего электропотребления в России.

6. На основе разработанной методики определен перечень первоочередных проектов для реализации в рамках программы экспорта российской электроэнергии и оценен экспортный потенциал электроэнергетики России на перспективу.

Объект исследования. Объектом исследования являются существующие и перспективные проекты экспорта российской электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Предмет исследования. Предметом исследования являются характеристики экономической эффективности конкретных проектов и программы экспорта российской электроэнергетики в целом.

Методология и методика исследований. Методология исследования базируется на комплексном подходе, проявляющемся в рассмотрении различных экспортных проектов в качестве элементов единой программы экспорта российской электроэнергии, оценке эффективности проектов с учетом факторов риска, выделении на этой основе группы приоритетных проектов.

Конкретными методами исследования являлись методы: маркетингового анализа, разработки перспективных балансов мощности и электроэнергии, построения "платежной матрицы", оценки финансово-экономической эффективности проектов.

Научная новизна диссертации заключается в разработке методического подхода к комплексной оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики с учетом емкости рынков электроэнергии стран – потенциальных импортеров, регионального размещения свободных генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России, факторов риска, а также дополнительных системных эффектов от объединения энергосистем.

Практическая значимость диссертации определяется обоснованными в ней практическими рекомендациями:

– по определению группы наиболее эффективных проектов для первоочередной реализации - это увеличение экспорта российской электроэнергии в страны СНГ и организация поставок электроэнергии в энергообъединение TESIS по существующим связям, а также сооружение подводной кабельной линии по дну Черного моря для экспорта электроэнергии в Турцию;

– по обоснованию наиболее эффективных технических решений для организации экспорта российской электроэнергии в зарубежные страны;

– по обоснованию перечня проектов расширения действующих и/или строительства новых электростанций для организации эффективного экспорта российской электроэнергии применительно к сценариям отсутствия свободных мощностей в ЕЭС России.

Основными положениями, представляемыми к защите, являются:

1. Обоснование эффективности расширения экспорта российской электроэнергии, как в рамках существующих, так и новых проектов экспорта.
2. Определение прогнозной потребности стран ближнего и дальнего зарубежья в импорте российской электроэнергии.

3. Определение потенциальной возможности расширения экспорта российской электроэнергии в зарубежные страны в рамках рассмотренных различных сценариев развития электроэнергетики.

4. Определение перечня инвестиционных проектов по расширению действующих или строительству новых электростанций для организации эффективного экспорта российской электроэнергии при интенсивных темпах роста электропотребления в стране.

5. Разработанный методический подход к комплексной оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики с учетом емкости рынков электроэнергии стран – потенциальных импортеров, регионального размещения свободных генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России, факторов риска, а также дополнительных системных эффектов от объединения энергосистем.

6. Определение на основе разработанной методики экспортного потенциала электроэнергетики России и выделение группы первоочередных проектов экспорта российской электроэнергии.

Апробация и реализация результатов исследований. Результаты диссертационного исследования (выявленные группы стран с потенциальной потребностью в импорте российской электроэнергии, установленная потенциальная возможность увеличения экспорта российской электроэнергии в зарубежные страны, перечень проектов по расширению действующих или строительству новых электростанций для организации эффективного экспорта российской электроэнергии при интенсивных темпах развития электропотребления в стране по конкретным направлениям) вошли составной частью в следующие научно-технические отчеты института "Энергосетьпроект":

1. "Технико-экономические предложения по вариантам развития межгосударственных электрических связей ЕЭС России, ОЭС Белоруссии и энергосистемы Польши с целью передачи мощности и электроэнергии в страны Западной и Центральной Европы на ближнюю и среднесрочную

перспективу", ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект", Москва, 2000 г.

2. "Корректировка "Схемы развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 года", ОАО "Институт" Энергосетьпроект", Москва, 2001 г.

3. "Оптимизация вариантов развития экспорта электроэнергии из ЕЭС России и ОЭС Беларуси в страны Центральной и Западной Европы на ближнюю и дальнюю перспективу", ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект" М.: 2001 г.

4. "Технико-экономические предложения по вариантам экспорта электроэнергии из ОЭС Беларуси с выделением блоков Березовской ГРЭС и Калининградской ТЭЦ – 2 (РАО "ЕЭС России)", ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект", Москва, 2002 г.

5. "Оценка эффективности сооружения второго блока Калининградской ТЭЦ-2 в сравнении с вариантом транзита электроэнергии с ФОРЭМ ЕЭС России", ОАО "Институт" Энергосетьпроект", Москва, 2002 г.

Научная апробация основных положений диссертационной работы была проведена в ходе обсуждения на секции "Управление в энергетике" Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов "Реформы в России и проблемы управления" (Москва, ГУУ, 1999 – 2002 гг.), а также на секции "Управление в отраслях ТЭК" Международной научно-практической конференции "Актуальные проблемы управления" (Москва, ГУУ, 2000-2002 гг.).

Публикации. Результаты, полученные автором в диссертации, опубликованы в печати в 4 работах, общим объемом 0,84 п.л.

Исходные материалы и личный вклад в решение проблемы.

Характер проводимых исследований требовал обращения к разнообразным по тематике научным разработкам и статистическим материалам. В работе широко использованы труды зарубежных специалистов по международному экономическому сотрудничеству (А. Смита, Д. Рикардо, М. Портера и др.), работы по концепции системных свойств в электроэнергетике, заложенные в трудах отечественных экономистов-энергетиков (Мелентьева Л.А., Руденко Ю.Н., Макарова А.А. и др.), а также

данные статистических органов и сведения по энергетике различных стран в зарубежной и отечественной печати. В данной работе лично автором был разработан новый методический подход к оценке экспортного потенциала электроэнергетики России и выбору наиболее эффективного типа электростанции для организации экспортных поставок российской электроэнергии в зарубежные страны. Определена эффективность всех наиболее значимых проектов экспорта электроэнергии в России.

Структура и объем работы.

Объем диссертации 166 страниц машинописного текста, который иллюстрируется 9 рисунками и 39 таблицами. Список использованной литературы содержит 169 наименований.

Глава 1. Теоретические подходы к определению эффективности международной торговли

1.1. Теории международной торговли и оценка эффективности внешнеторговых операций.

На современном этапе международная торговля играет возрастающую роль в хозяйственном развитии стран, регионов, всего мирового сообщества.

С одной стороны, внешняя торговля стран, как показывает опыт таких государств как Япония, Гонконг, Сингапур и т.д. – мощный фактор экономического роста, с другой стороны – это фактор роста зависимости стран от международного товарообмена.

Международная торговля служит средством, позволяющим странам участницам процесса, развивая специализацию, повышать производительность имеющихся ресурсов и таким образом увеличивать объем производимых ими товаров и услуг, а также уровень благосостояния их населения.

Многовековая история мировой торговли опирается на вполне осязаемую выгоду, которую приносит международное разделение труда участвующим в ней странам. За этот период сложились и конкретные теории. Общая теория мировой торговли дает представление о том, что лежит в основе этой выгоды или чем определяются направления внешнеторговых потоков.

Основы теории международной торговли были сформулированы в конце XVIII - начале XIX вв. выдающимися английскими экономистами А. Смитом и Д. Рикардо.

А. Смит в книге "Исследование о природе и причинах богатства народов" (1776 г.) [142] сформулировал **теорию абсолютных преимуществ**. Согласно этой теории, существование и выгодность международной торговли объясняется различием в абсолютных издержках производства товаров в разных странах. Международное разделение труда и специализация считались целесообразными, поскольку в каждой стране

существовали особые условия и ресурсы, обеспечивавшие ей преимущества по сравнению с другими странами: возможность производить определенные товары с меньшими издержками (или возможность производить в единицу времени большее количество товаров).

Д. Рикардо в работе "Начало политической экономии и налогового обложения" (1817 г.) [129] сформулировал более общий принцип взаимовыгодной торговли и международной специализации, включающий, в качестве частного случая, модель А. Смита. Он сделал следующий шаг в теории международной торговли, доказав ее целесообразность и для тех случаев, когда страна не обладает абсолютным преимуществом в производстве каких - либо товаров. Д. Рикардо открыл **закон сравнительных преимуществ**, согласно которому каждая страна специализируется на производстве тех товаров, по которым ее трудовые издержки сравнительно ниже, хотя абсолютно они могут быть иногда и несколько больше, чем за границей.

В конце XIX - начале XX веков, когда, в результате структурных сдвигов в международной торговле, роль естественных природных различий как фактора международного разделения труда существенно снизилась, шведские экономисты Э. Хекшер и Б. Олин (в 20-30 гг. XX века) создали теорию, объясняющую причины международной торговли продукцией обрабатывающей промышленности [124]. Согласно **теории Хекшера - Олина**, товары, требующие для своего производства значительных (максимальных) затрат избыточных факторов производства и небольших (минимальных) затрат дефицитных факторов, экспортируются в обмен на товары, производимые с использованием факторов в обратной пропорции.

В середине XX века (1948 г.) американские экономисты П. Самуэльсон и В. Столпер усовершенствовали теорию Хекшера - Олина представив, что, в случае однородности факторов производства, идентичности техники, совершенной конкуренции и полной мобильности товаров международный обмен выравнивает цену факторов производства между странами. Авторы

основывают свою концепцию на модели Д. Рикардо с дополнениями Хекшера и Олина и рассматривают торговлю не просто как взаимовыгодный обмен, но и как средство, позволяющее сократить разрыв в уровне развития между странами.

В середине 50-х годов XX века американский экономист русского происхождения В. Леонтьев развил теорию внешней торговли в работе известной под названием “Парадокс Леонтьева”. В ней он, включив в анализ дополнительно к двум традиционным факторам производства (труд и капитал), еще и НТП, различия в видах труда (квалифицированный и неквалифицированный) и их дифференцированную оплату в различных странах, объяснил, почему американская экономика в послевоенный период специализировалась на тех видах производства, которые требовали относительно больше труда, чем капитала, что противоречило существовавшим ранее представлениям об экономике США, которые, в силу избытка капитала, должны были бы экспортировать преимущественно капиталоемкие товары, а не трудоемкие.

Во второй половине 60-х годов XX века распространение получила теория “цикла жизни продукта”, разработанная Р. Верноном, а также Ч. Киндельбергом и Л. Уэльсом. Каждый новый продукт проходит цикл, включающий стадии внедрения, расширения, зрелости и старения и на основе которого могут быть объяснены современные торговые связи между странами при обмене готовыми изделиями. В соответствии с циклом, страны специализируются на производстве одного и того же товара на разных стадиях зрелости.

В отдельном ряду стоит теория американского экономиста М. Портера, который считает, что теории Д. Рикардо и Хекшера - Олина уже сыграли свою позитивную роль в объяснении структуры внешней торговли, но в последние десятилетия фактически утратили свое практическое значение, поскольку существенно изменились условия формирования конкурентных преимуществ, устранилась зависимость конкурентоспособности отраслей от

наличия в стране основных факторов производства. Так в начале 90-х годов XX века он выдвигает **теорию конкурентных преимуществ** [113]. В ней последовательно проводится идея о том, что на международном рынке конкурируют фирмы, а не страны, в связи с чем важно понять, как фирма создает и удерживает конкурентные преимущества. А также уяснить роль страны в этом процессе. М. Портер выделяет следующие детерминанты, формирующие среду, в которой развиваются конкурентные преимущества отраслей и фирм:

1. Факторы производства определенного количества и качества.
2. Условия внутреннего спроса на продукцию данной отрасли, его количественные и качественные параметры.
3. Наличие родственных и поддерживающих отраслей, конкурентоспособных на мировом рынке.
4. Стратегия и структура фирм, характер конкуренции на внутреннем рынке.

К этим детерминантам добавляются еще два фактора, которые могут серьезно влиять на обстановку в стране: действия правительства и случайные события.

Важную роль в процессе формирования конкурентных преимуществ отраслей национальной экономики играет государство. Это могут быть целевые капиталовложения, поощрение экспорта, прямое регулирование потоков капитала, косвенное регулирование через налоговую систему, финансирование научных исследований и т.д. Это тем более актуально для нашей страны с переходной экономикой, поскольку относительная слабость частного сектора не позволяет ему в короткий срок самостоятельно сформировать необходимые факторы конкурентного преимущества и завоевать место в мировом рынке.

Опираясь на основные положения вышеперечисленных теорий международной торговли, а также согласно [25], можно сделать следующие выводы:

1. Экономический эффект, или экономия общественно необходимых затрат при осуществлении экспортной операции, возникает в том случае, когда национальная стоимость товара или услуги оказывается ниже, чем их интернациональная стоимость. Этот положительный эффект обусловлен наличием абсолютных преимуществ в тех или иных факторах национального производства.
2. Экономия общественно необходимых затрат при импортной операции возникает при противоположном соотношении, т.е. когда стоимостной эквивалент требуемых национальных затрат на производство товара в стране оказывается больше валютных расходов на приобретение аналогичного товара по его интернациональной стоимости.
3. В мировой практике часто возникают ситуации, когда экспортируется товар, национальная стоимость которого выше интернациональной стоимости, а окончательный экономический эффект достигается при импорте товара со значительно большей экономией общественно необходимых затрат, т.е. экономия выявляется как совокупный результат осуществления экспортной и импортной операций (теория сравнительных преимуществ в факторах производства).

Таким образом, неперенным условием присутствия любой страны в мировой торговле является фактическая экономия ее общественно необходимых затрат на производство импортированных товаров через использование этой страной своих преимуществ участия в международном разделении труда. Очевидно, для этого полные национальные затраты на производство экспортной продукции и на осуществление экспортной операции ($Z_э$) должны быть меньше, чем возможные национальные общественно необходимые затраты ($Z_и$) на производство идентичной по количеству и качеству продукции, импортированной на вырученную от экспорта валюту.

Однако в международной практике нередки случаи, когда фирмы - производители экспортируют продукцию, затраты на производство которой внутри страны оказываются выше, чем за рубежом. При наличии избытков производственных мощностей (связанных, например, с падением внутреннего спроса) фирмы - производители готовы экспортировать свою продукцию по цене ниже себестоимости, которая покрывала бы переменные издержки и часть постоянных и тем самым минимизировать свои убытки. Применительно к нашей стране можно отметить, что такая ситуация сложилась у нас в электроэнергетике. Поэтому экспорт электроэнергии даже по цене ниже себестоимости при необходимости сохранения имеющихся мощностей может сыграть положительную роль в функционировании отрасли.

Для количественной оценки экономической эффективности внешнеторгового товарооборота ($\mathcal{E}_{\text{т.о.}}$) на общегосударственном уровне используется следующая формула [25]:

$$\mathcal{E}_{\text{т.о.}} = Z_{\text{и}} / Z_{\text{э}}$$

или в абсолютном исчислении:

$$\mathcal{E}_{\text{т.о.}} = Z_{\text{и}} - Z_{\text{э}}$$

где: $Z_{\text{и}}$ – возможные национальные общественно необходимые затраты на производство идентичной по количеству и качеству продукции, импортированной на вырученную от экспорта валюту.

$Z_{\text{э}}$ – полные национальные затраты на производство экспортной продукции и на осуществление экспортной операции.

Фактически это означает, что часть национального дохода реализуется на внешнем рынке и на вырученные валютные средства государство закупает импортную продукцию для реализации на внутреннем рынке. При этом возможные внутренние затраты на производство аналогичной продукции внутри страны существенно выше осуществленных полных затрат на экспорт. В результате страна увеличивает свой национальный доход через участие в международном разделении труда.

Экономическая эффективность экспортной операции \mathcal{E} , исчисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_э = B_э / Z_э, \text{ критерием эффективности является } \mathcal{E}_э > 1.$$

или в абсолютном исчислении:

$$\mathcal{E}_э = B_э - Z_э,$$

где: $B_э$ – чистая валютная выручка от экспортной операции.

Аналогично определяется экономическая эффективность импортной операции:

$$\mathcal{E}_и = Z_и / B_и \text{ или } \mathcal{E}_и = B_и - Z_и$$

где: $B_и$ – полные затраты иностранной валюты на закупку импортной продукции.

При определении экономической эффективности экспортной операции на уровне производственных предприятий-экспортеров необходимо учитывать то, что при реализации продукции на внешнем рынке предприятие-экспортер несет дополнительные расходы, связанные с транспортировкой товара, таможенными пошлинами и сборами, оформлением экспортной документации и т.д. Эти расходы естественно увеличивают цену экспортного товара и именно эту увеличенную цену ($C_{эп}$) следует рассматривать как базу для определения эффективности экспортной операции на уровне производственных предприятий-экспортеров. Для определения экономической эффективности экспортной операции на уровне производственных предприятий-экспортеров ($\mathcal{E}_{эп}$) может использоваться следующая формула:

$$\mathcal{E}_{эп} = B_{эп} / C_{эп} \text{ или в абсолютном выражении: } \mathcal{E}_{эп} = B_{эп} - C_{эп}$$

где:

$B_{эп}$ – валютная выручка экспортера от реализации товара на внешнем рынке.

При рассмотрении вопросов оценки экономической эффективности экспортно-импортных операций, нужно учитывать и необходимость повышения их эффективности. Помимо основных способов (снижение затрат

на производство и транспортировку экспортной продукции) важными факторами определяющими экономическую эффективность внешнеторговых операций являются: разработка и реализация экономической обоснованной маркетинговой политики, основанные на глубоком знании современного мироустройства и современных тенденций в международной торговле.

1.2. Современные тенденции в международной торговле.

Анализ динамики стоимостных показателей международной торговли показывает [27], что она опережает рост мирового производства, движение капиталов и другие виды внешнеэкономических связей и это обстоятельство является одной из важнейших характеристик современной мировой экономики.

После довольно умеренного роста и стагнации (в 1993 г.) объем мировой торговли с 1994 г. начал расти достаточно высокими темпами. Годовой темп прироста мировой торговли в 1997 г составил 9,5%, что является рекордным показателем за последние 20 лет. За 1998 г., несмотря на мировой финансовый и экономический кризис, темпы прироста международной торговли составили 6 % [28].

Анализ динамики роста объема мировой торговли (табл.1.1) показывает, что за последние 40 лет объем мировой торговли неуклонно возрастал, причем, с 1960 г. по 1997 г. внешнеторговый оборот увеличился в 41,1 раз или на 10557,0 млрд. долл. в абсолютном выражении [154].

В настоящее время крупнейшими торговыми державами мира остаются США, Германия и Япония, на которые приходится около трети мировых экспортно-импортных операций.

Бесспорным лидером как по объему экспорта, так и импорта, остаются Соединенные Штаты Америки (США). Доля США в мировой торговле по экспорту составляет примерно 13%, а по импорту – 16 %.

Таблица 1.1

Объем мировой торговли
(в млрд. долл.; в текущих ценах)

	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	1997 г.
Оборот	263,4	642,3	4047,8	6981,5	10820,4
Экспорт (ФОБ ¹)	128,3	314,1	2001,6	3425,0	5340,3
Импорт (СИФ ²)	135,1	328,2	2046,2	3556,5	5480,1
Сальдо	-6,8	-14,1	-44,6	-131,5	-139,8
Коэффициент покрытия импорта экспортом, %	95,0	95,7	97,8	96,3	97,4

В десятку крупнейших торговых стран мира входят Франция, Великобритания, Канада, Италия, Гонконг, Нидерланды и Китай [154] (см. Приложение, табл. П.1.1).

В последние годы прослеживается устойчивая тенденция к росту доли развивающихся стран в мировой торговле, благодаря благоприятной конъюнктуре на рынках промышленной продукции во многих развивающихся странах и, особенно, в новых индустриальных странах.

В целом, удельный вес, развивающихся стран в мировом экспорте товаров увеличился с 23,1 % в 1960 г. до 29,6 % в 1997 г. На перспективу удельный вес этой группы стран в мировом экспорте может возрасти до 35%. Наиболее динамично международная торговля развивается в новых индустриальных странах Азии. По совокупному объему внешней торговли (около 1,3 млрд. долл. в 1997 г.) Гонконг, Тайвань, Южная Корея, Сингапур, Малайзия, Таиланд и Индонезия уступали лишь США. На эти страны приходилось более 10% общего объема мировой торговли [154].

Дополнительный стимул мировая торговля получила благодаря деятельности Всемирной торговой организации (ВТО)³ по либерализации экспортно-импортных операций и, в частности, по снижению и ликвидации

¹ ФОБ – это условие продажи товара, согласно которому в цену товара включается его стоимость и расходы по доставке и погрузке товара на борт судна.

² СИФ – это условие продажи товара, согласно которому в цену товара включается его стоимость и расходы по транспортировке до порта страны - импортера и страхованию.

³ Всемирная торговая организация официально начала действовать с 1 января 1995 г.

тарифных и нетарифных барьеров. Увеличению международного товарообмена способствовала значительная либерализация внешнеторговой политики развивающихся стран и, как следствие, расширение масштабов торговли между ними.

Динамичное развитие мировой торговли за последнее десятилетие, в основном, обусловлено объективным процессом глобализации и ростом взаимозависимости большинства стран мира.

Стимулом быстрого развития мировой торговли послужила революция в области информационных технологий и средств телекоммуникаций. Стоимость экспорта офисного и телекоммуникационного оборудования с начала 90 – х годов практически удвоилась и достигла в 1998 г. почти 15 % общей стоимости мировой торговли[13].

Важным фактором развития мировой торговли является существенный рост реэкспорта промышленных товаров, изготовленных в развивающихся странах с использованием компонентов и материалов, импортируемых в соответствии с системами торговых преференций, благодаря появлению транснациональных корпораций (ТНК).

Транснациональные корпорации начали зарождаться и формироваться в начале 70-х гг. XX в. под воздействием трех основных экономико-технологических процессов. Во-первых, произошел переход передовых стран к информационному технологическому укладу. Во-вторых, отчетливо выделился самостоятельный и не зависящий от национальных государств, транснациональный капитал. В-третьих, возникли принципиально новые технологии, прежде всего информационные, компьютерные, сетевые.

В настоящее время ТНК контролируют до половины мирового промышленного производства, 63% внешней торговли, а также примерно 4/5 патентов и лицензий на новую технику, технологии и "ноу-хау"[102].

Нужно отметить, что законы свободного рынка, действующие в глобальном масштабе, не работают внутри ТНК, где устанавливаются внутренние цены, определяемые стратегией корпорации, а не рынком. Если

учитывать размеры ТНК, то оказывается, что только половина мировой экономики функционирует в условиях свободного рынка, а другая половина – в своеобразной "плановой" системе.

Современное мироустройство весьма противоречиво – несмотря на то, что степень участия стран в мировой торговле с каждым годом возрастает, одни страны достигли процветания, другие остаются бедными и нищими.

В США, странах Западной Европы, Японии и некоторых других развитых странах проживает примерно миллиард населения, уровень жизни которого весьма высокий – это так называемый "золотой миллиард". Современное мироустройство позволяет "золотому миллиарду" потреблять 80% мировых природных ресурсов, производить более 80% экологически опасных отходов и жить безбедно [102]. Очевидно, переход к образу жизни "золотого миллиарда" для всего 6-миллиардного человечества даже в перспективе невозможен - попросту не хватит ресурсов и не выдержит экология планеты.

Превосходство стран "золотого миллиарда" базируется, прежде всего, на том, что развитые страны на протяжении всей новой и новейшей истории обгоняют на один или несколько технологических укладов, так называемые, развивающиеся страны. Именно на умелом использовании преимуществ более высокого по сравнению с развивающимися странами технологического уклада базируется процветание стран-лидеров.

Переход в последней четверти XX в. развитых стран к пятому информационно-технологическому укладу, в то время как даже самые передовые страны-последовательницы надолго задержались на втором, третьем и четвертом-индустриальном укладе, позволило лидерам вновь уйти далеко вперед и усовершенствовать в свою пользу работавший и до этого для их выгоды мировой экономический механизм.

Еще одним важным механизмом обеспечения экономического благоденствия стран "золотого миллиарда" являются высокие цены на наукоемкие товары и низкие – на сырье, производимые, в основном, в

развивающихся странах, благодаря чему в последние годы произошли существенные изменения в структуре мировой торговли. В частности, значительно возросла доля услуг, средств связи и информационных технологий, в то же время сокращается доля торговли сырьевыми товарами и сельскохозяйственной продукцией.

Несмотря на сокращение доли сырьевых товаров в мировой торговле, торговля топливно-энергетическими ресурсами остается важной слагаемой мировой системы общественного разделения труда.

В настоящее время более 40 % мирового производства сырой нефти продается другим странам. Для природного газа этот показатель составляет около 20 %, а для каменного угля – около 10 %. Мировая торговля первичными энергоресурсами характеризуется данными табл. 1.2 [11]. Из нее видно, что основным ресурсом в энергопотоке является нефть, а потоки природного газа за последнее пятилетие прошлого столетия догнали и превысили в энергетическом эквиваленте потоки угля.

Таблица 1.2

Мировая торговля первичными энергоресурсами

Первичные энергоресурсы	1990 г.	1995 г.
Энергопоток в натуральных единицах:		
– нефть и нефтепродукты, млн. т	1425	1788
– природный газ, млрд. м ³	307	395
– уголь каменный, млн. т	399	410
то же, млн. т у.т./%	2800/100	3441/100
из них:		
– нефть и нефтепродукты	2035/73	206/74
– природный газ	366/13	414/14
– уголь каменный	399/14	410/12

В отличие от торговли первичными энергоресурсами, торговля электроэнергией развита значительно слабее, объем экспорта электроэнергии в мире не превышает 100 млрд. кВт·ч, что в пересчете на топливо (1 кг у.т =

7000 ккал = 8,14 кВт·ч) составляет 12,3 млн. т.у.т¹, или 0,36 % от суммарного объема мировой торговли первичными энергоресурсами. Однако, в связи с особенностью электроэнергии, связанной с совпадением во времени процесса её производства и потребления, обмен электроэнергией между странами является взаимовыгодным даже при нулевом сальдо. Поэтому в последнее время, идет процесс интеграции энергосистем различных стран, в основном, стран евразийского континента. Например, обмен электроэнергией между энергосистемами европейских стран составляет около 180 млрд. кВт·ч, а между ЭЭС России и странами СНГ и Балтии до 40 млрд. кВт·ч, что составляет 0,8 % от суммарного объема мировой торговли первичными энергоресурсами.

Необходимость межгосударственного обмена энергетическими ресурсами и преобразованными видами энергии является следствием неравномерного размещения энергетических ресурсов по территории Земли и несоответствия этого размещения центрам энергопотребления. Данные табл. 1.3 характеризуют географическое размещение энергетических ресурсов планеты [92].

Таблица 1.3

Доказанные извлекаемые запасы (1996 г.)

Регион	Запасы угля, млн. т	Запасы нефти, млн. т	Запасы газа, млрд. м ³
Европа	149 334	9569	6129
Африка	61672	10494	10116
Северная Америка	250 575	11717	9017
в т.ч. США	240 558	3900	4599
Канада	8623	758	2232
Латинская Америка	10197	11608	5430
Ближний Восток	193	90271	44843
Азия	132980	6770	8729
Океания	91059	248	1065
Бывший СССР	241 000	8000 ²	56006
МИР в целом	1031610	140 676	141 335

¹ по состоянию на 1995 г.

² согласно [11] доказанные запасы нефти только в России составляют 20.2 млрд т

Как видно из табл.1.3, доминирующая часть доказанных запасов угля сосредоточена в России, странах СНГ и Балтии (бывший СССР), США, Канаде, нефти - на Ближнем Востоке, природного газа – в странах СНГ и Балтии и на Ближнем Востоке.

В потоке первичных энергоресурсов преобладают продажа и покупка нефти с Ближнего Востока, газа и нефти из России, а также всех видов первичных энергоресурсов в странах Западной Европы.

Основные регионы-экспортеры сырой нефти - Ближний Восток, Африка, Россия, Латинская Америка и Западная Европа - в сумме обеспечивают 91-92 % общих межгосударственных поставок нефти. Основными импортерами нефти являются высокоразвитые государства – страны Западной Европы, США, Япония, на долю которых приходится 74 % ее импорта [92].

В связи с большими расстояниями поставок газа и высоким удельным весом транспортной инфраструктуры в экономических показателях природного газа, потоки природного газа пока не образуют глобальную систему, и единый мировой рынок газа еще не создан. Основными экспортерами газа являются: страны СНГ (30 % от общего объема экспорта), Канада (20 %), Нидерланды (10%), Алжир (9 %), Индонезия (9 %), Норвегия (7%), а главными импортерами газа – США (20 %), Германия (19 %) и Япония (15 %) [92].

Основными экспортерами угля являются четыре региона: Австралия, Южная Африка, Канада и США на их долю приходится около 70% объема экспорта. В числе главных импортеров угля - страны Западной Европы и Япония, доля которых в мировом импорте угля превышает 60%[92].

Основными экспортерами электроэнергии являются Франция и Россия: 70 млрд. кВт·ч и 19 млрд. кВт·ч, соответственно¹. В пересчете на условное топливо объем экспорта электроэнергии составит 8,6 и 2,3 млн. т.у.т, что не

¹ по состоянию на 1995 г.[51,117]

превышает 0,3 % и 0,1 % соответственно, от суммарного объема мировой торговли первичными энергоресурсами (см. табл.1.2). Основными импортерами электроэнергии являются Италия (до 40 млрд. кВт·ч), Беларусь (до 7 млрд. кВт·ч) и Финляндия (до 5 млрд. кВт·ч) [51,118].

Таким образом, анализ показывает, что большая часть мировой торговли энергоресурсами, как и в целом мирового товарооборота, приходится на промышленно развитые страны. Их доля в мировом экспорте – импорте остается достаточно стабильной 67-72%. Такое устройство современной мегаэкономики выгодно развитым странам, но представляет существенную опасность для экономики других стран, в том числе и России, являющейся основным экспортером первичных энергоресурсов. Поэтому Россия должна пытаться изменить сложившийся миропорядок в свою пользу. Опыт некоторых азиатских стран показывает, что это возможно.

1.3. Анализ современной экспортной политики и эффективности структуры российского экспорта.

Несмотря на очевидные преимущества внешней торговли, вопрос о степени участия России в международном разделении труда остается дискуссионным [85]. Существуют различные точки зрения по поводу эффективности открытого типа экономики для России.

С одной стороны, опыт азиатских стран, особенно, Японии показывает, что открытая экономика является важнейшим стимулом развития экономики страны, а с другой – трактовка открытой экономики как ускоренной либерализации, как элемента "шоковой терапии" для экономики нашей страны, привела к крайне неблагоприятным последствиям. К числу основных опасностей безоглядного "раскрытия" российской экономики можно отнести:

1. Деградацию отечественного производственного потенциала, разрушение целых отраслей и отдельных предприятий, производящих конечную продукцию, в том числе жизнеспособных.

2. Обеднение структуры экспорта и импорта товаров и услуг, закрепление за Россией роли, главным образом, поставщика сырья и потребителя готовых изделий.
3. Ослабление позиций России в мировой торговле, потерю ряда важных внешних рынков сбыта, особенно, машин и оборудования, военной техники.
4. Усиление финансовой и технологической зависимости от промышленно развитых стран.
5. Потерю национальными производителями части внутреннего рынка.

Эти угрозы могут усложнить и без того серьезную социально-экономическую обстановку в России, и поэтому все это мы должны учитывать, когда говорим о переходе России к открытой экономике.

Как показывает исторический опыт, даже небольшая страна может прожить сколь угодно долго при полной изоляции (автаркии) от внешнего мира, при условии, что ее население не будет превышать возможности страны по производству продовольствия. Но автаркия не необходима. Более того, несмотря на относительное богатство России природными ресурсами, у нас отсутствуют некоторые виды сырья, используемые в военной технике (например, хром), медикаменты, вычислительные машины и их блоки, современные станки и оборудование и т.д. И наша история не подтверждает благотворность автаркии – у нас были периоды бурного роста промышленности при сохранении обширной внешней торговли.

Однако участие России в мировой экономике должно рассматриваться не только как средство повышения эффективности производства за счет преимуществ международного разделения труда, а также получения отсутствующих товаров - речь идет об органичном включении российской экономики в мировое хозяйство как важном элементе создания рыночной экономики.

Формирование в России открытой экономики содержит в себе новые возможности ее развития. Среди них следует выделить:

1. Расширение участия России в международном разделении труда.
2. Усиление роли внешнеэкономических связей как интенсивного фактора экономического роста и структурных преобразований.
3. Подтягивание отечественного производства к мировому уровню по технической оснащенности, издержкам и качеству продукции, то есть повышение конкурентоспособности национальной экономики.
4. Изменение модели взаимодействия России с мировым хозяйством: переход от традиционного товарообмена к более высоким формам сотрудничества – переплетению капиталов, научно-технической кооперации, производственной интеграции и т.д., на базе новой внешнеэкономической специализации страны.
5. Ускорение формирования в стране отдельных рыночных институтов и механизмов, которые пока еще слабы или отсутствуют, конкурентной среды в целом.

Вполне понятно, что российская экономика, процесс трансформации которой только разворачивается, еще не использует преимущества открытости в полной мере. Однако очевидно и то, что в течение первых лет реформ либерализованные внешнеэкономические связи способствовали некоторому смягчению последствий кризисных явлений в отечественном народном хозяйстве. Импорт стал важным каналом насыщения отечественного рынка, в первую очередь потребительскими товарами, причем, начиная с 1993 г. тенденции в динамике и структуре импорта изменились. До 1997 г. объем импорта неуклонно возрастал и составил 53,6 млрд. долл., однако в 1998 г., в связи с девальвацией рубля, он снизился до 44,1 млрд. долл.[154] В 2001 г. стоимость импорта достигла 53,4 млрд. долл. Структура импорта России в 2001 г. представлена на рис. 1.1. [132]



Рис.1.1

Крупнейшей статьёй импорта России, несмотря на некоторое снижение в 2000 г. (до 31,7 %), остаются машины и оборудования - 34 % (2001 г.) (см. Приложение, табл. П.1.2 и табл. П.1.3) [132,154].

Большая часть поставок машин и оборудования осуществляется в рамках кредитных линий, которые открыты для России ведущими промышленно развитыми странами, в том числе Германией, Великобританией, Италией, Францией, Японией и др. Второй по стоимости статьёй российского импорта остаются продовольственные и сырьевые товары, доля которых в 2001 г. составила 21,9 %.

Крупными статьями российского импорта являются товары массового потребительского спроса и длительного пользования. В последние годы значительно увеличился ввоз мебели, электронно-бытовой техники, однако сократился импорт обуви, одежды, текстильных изделий и тканей.

Ориентация на закупку импортных товаров для внутреннего рынка имела пагубные последствия для отечественных товаропроизводителей, которые, не выдерживая конкуренции, вынуждены были значительно сократить производство. В частности, только в период с 1995 по 1998 г. в

России полностью прекратилось производство видеоманитофонов, в 10 раз сократился выпуск швейных машин, СВЧ - печей, магнитофонов, одежды и обуви, в 3-4 раза уменьшилось производство телевизоров, радиоприемников, часов, ковров и ковровых покрытий [29].

За последние годы ситуация несколько улучшилась, в основном, благодаря августовскому кризису 1998 г., но каких-либо кардинальных изменений не произошло.

Итак, импортные потребности страны огромны - от продуктов питания, товаров массового спроса, товаров длительного пользования до высокотехнологичного оборудования практически для всех отраслей народного хозяйства, и это обстоятельство побуждает Россию участвовать в мировой торговле.

Однако это вовсе не означает, что на перспективу мы должны импортировать эти товары. По мнению большинства специалистов, наиболее реальной в перспективе должна быть политика импортозамещения [59], которая позволила бы переориентироваться с импорта готовых изделий на производство аналогичных товаров внутри страны.

Для реализации такой стратегии у России есть объективные предпосылки. В частности, это практически неосвоенный внутренний рынок, огромные материальные и сырьевые ресурсы, простаивающие мощности отечественной промышленности, высококвалифицированные кадры и др.

Дополнительным стимулом развития импортозамещающих отраслей является девальвация рубля по отношению к основным, свободно конвертируемым валютам, что сделало практически нерентабельными поставки в Россию широкой номенклатуры товаров.

Но на развитие импортозамещающих отраслей потребуется некоторое время, и к тому же, согласно теориям международной торговли, некоторые товары все же выгоднее импортировать, чем производить самим. Поэтому, для того чтобы осуществить политику импортозамещения менее болезненно и без социально-экономических потрясений, а также использовать

преимущества международного разделения труда, необходимо активно участвовать в международной торговле.

В связи с этим, особую важность приобретают вопросы, связанные с экспортными возможностями страны – как основного источника валютных средств для закупки необходимых продовольственных товаров, медикаментов, машин и оборудования для развития отраслей народного хозяйства страны, в том числе и импортозамещающих.

Россия традиционно входила в число крупнейших торговых держав мира. В международной торговле конца XIX в., Россия занимала 8-е место, а среди европейских держав по объему экспортно-импортных операций уступала лишь Англии, Германии, Франции и Голландии, при этом значительно опережая Австро-Венгрию и Италию. В структуре российского экспорта в тот период преобладали сельскохозяйственные товары. Россия была одним из основных поставщиков сельскохозяйственной продукции в соседние страны Европы.

Следует подчеркнуть, что для внешней торговли России конца XIX века было характерно положительное сальдо торгового баланса, причем были годы, когда отечественный экспорт вдвое превышал импорт [13].

Советский Союз, имея огромный природный и промышленный потенциал, также относился к ведущим мировым торговым державам. В послевоенный период (1960 г.) СССР занимал 6-ое место в мире по объему внешней торговли (11,2 млрд. долл.) после США (35,5 млрд. долл.), Великобритании (23,6 млрд. долл.), ФРГ (21,5 млрд. долл.), Франции (13,2 млрд. долл.) и Канады (11,3 млрд. долл.). Этот период характеризуется тем, что сальдо торгового баланса равнялось нулю, т.е. вся экспортная выручка тратилась на покрытие импортных потребностей. Однако в 1990 г. по объему внешней торговли (224,9 млрд. долл.) СССР занимал уже 10-е место, в том числе по размеру экспорта СССР занимал 10-е место (104,2 млрд. долл.), а по размеру импорта (120,7 млрд. долл.) — 8-е место в мире (см. Приложение, табл. П.1.4) [154].

До начала 90-х годов первостепенную роль во внешней торговле Советского Союза играли страны-члены Совета Экономической Взаимопомощи (СЭВ). На их долю, а также Югославии, в 1990 г. приходилось 50 % внешнеторгового оборота страны [85].

Развал СЭВ и последовавший вскоре распад СССР, совпавший с началом общего кризиса экономики на территории России и бывших республик СССР, привели к серьезным изменениям в географической направленности и структуре внешней торговли. Были потеряны многие традиционные для СССР рынки сбыта и многолетние партнеры из числа развивающихся государств и стран Восточной Европы. Доля бывших стран СЭВ в общем объеме российского товарооборота снизилась до 14% в 1992 г. и до 9,8 % в 1998 г. (табл. 1.4.). Напротив, доля экономических связей с развитыми странами возросла до 49,6 % в 1992 г. и до 50,2 % в 1998 г. (табл. 1.5.)[154].

Недостаточная конкурентоспособность готовой продукции на новых рынках, прежде всего, развитых западных государств привела к активному наращиванию экспорта сырьевых ресурсов, особенно топливных. Структура российского экспорта в 2001 г. показана на рис. 1.2.

Таблица 1.4

Внешняя торговля России с бывшими странами - членами СЭВ
(в млрд. долл.; в текущих ценах)

	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1997 г.	1998 г.
Оборот	$\frac{13,8}{14,2}$	$\frac{10,4}{10,9}$	$\frac{10,2}{9,7}$	$\frac{13,6}{10,7}$	$\frac{14,5}{10,3}$	$\frac{11,4}{9,8}$
Экспорт (ФОб)	$\frac{8,2}{15,0}$	$\frac{7,5}{12,7}$	$\frac{6,9}{10,4}$	$\frac{9,8}{12,3}$	$\frac{10,4}{12,0}$	$\frac{8,2}{11,3}$
Импорт (СИФ)	$\frac{5,6}{13,2}$	$\frac{2,9}{8,0}$	$\frac{3,2}{8,4}$	$\frac{3,8}{8,1}$	$\frac{4,1}{7,6}$	$\frac{3,2}{7,3}$
Сальдо	2,5	4,6	3,7	6,0	6,3	4,9

Примечание: в знаменателе – доля данного показателя в общем объеме

Таблица 1.5

Внешняя торговля России с развитыми странами
(в млн. долл.; в текущих ценах)

	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1997 г.	1998 г.
Оборот	<u>48,0</u> 49,6	<u>42,7</u> 44,8	<u>55,3</u> 52,4	<u>62,5</u> 49,4	<u>68,6</u> 48,9	<u>58,6</u> 50,2
Экспорт (ФОБ)	<u>24,8</u> 45,8	<u>26,5</u> 44,7	<u>35,4</u> 52,9	<u>39,5</u> 49,4	<u>41,8</u> 48,3	<u>36,2</u> 49,9
Импорт (СИФ)	<u>23,2</u> 54,5	<u>16,2</u> 45,0	<u>19,9</u> 51,5	<u>23,0</u> 49,3	<u>26,7</u> 49,9	<u>22,4</u> 50,8
Сальдо	1,6	10,2	15,5	16,4	15,1	13,8

Примечание: в знаменателе – доля данного показателя в общем объеме.



Рис.1.2

В настоящее время основными торговыми партнерами России являются страны Европейского Союза (ЕС), на долю которых приходится от 70 до 80% нашего экспорта в “дальнее зарубежье” и около 70% импорта оттуда и свыше 40 % всего российского внешнеторгового оборота. Среди них лидирующие позиции в торговле с Россией занимают Германия и Италия. Несколько увеличился объем торгово-экономических связей России и США. Важными торговыми партнерами России являются также Китай и Польша, а

из бывших стран Советского Союза - Украина, Белоруссия и Казахстан (см. Приложение табл. П.1.5 и табл. П.1.6).

В 1997 г. по объему внешнеторгового оборота Россия занимала 20-е место в мире, в том числе по стоимости экспорта 17-е место и по стоимости импорта 24-е место среди крупнейших торговых держав мира.

В 1998 г. под воздействием нарастающих внутренних трудностей, а также крайне неблагоприятных для России внешних условий, впервые за годы экономических преобразований произошло сокращение объема внешнего товарооборота до 115 млрд. долл., однако в последующие годы ситуация стабилизировалась, а в 2001 г. внешний товарооборот увеличился на 36 %, в основном, благодаря благоприятной конъюнктуре на мировом рынке нефти (табл. 1.6) [13,132].

Таблица 1.6

Динамика развития внешней торговли России¹
(млрд. долл.)

Годы	Оборот	Экспорт	Импорт	Сальдо
1991	95,4	50,9	44,5	6,4
1992	96,6	53,6	43,0	10,6
1993	103,9	59,6	44,3	15,3
1994	102,0	63,3	38,7	24,6
1995	125,0	78,3	46,7	31,6
1996	131,1	85,1	46,0	39,1
1997	137,9	85,0	52,9	32,1
1998	115,0	71,3	43,7	27,6
1999	115,2	75,7	39,5	36,2
2000	150,4	105,5	44,9	60,6
2001	156,4	103,0	53,4	49,6

Для внешней торговли России в 90-е годы характерно положительное сальдо экспортно-импортных операций. Причем, до 1996 г. этот показатель непрерывно увеличивался и составил 39,1 млрд. долл. Несмотря на некоторое

¹ Торговля со странами дальнего зарубежья и странами СНГ. Данные учитывают неорганизованную торговлю (ввоз товаров физическими лицами).

снижение в 1997 и 1998 гг. сальдо экспортно-импортных операций в 2000 г. увеличивался до 60,6 млрд. долл., что является рекордным показателем за последние 10 лет (рис. 1.3).

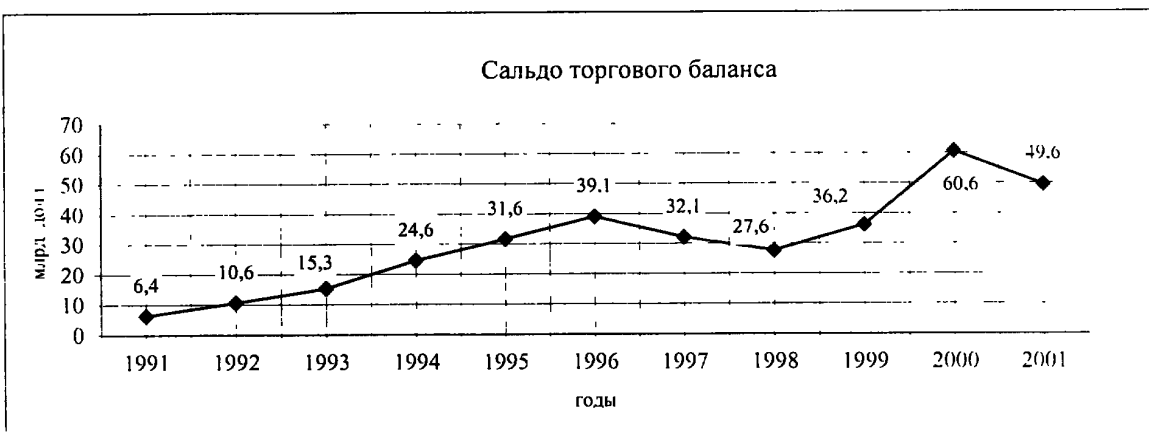


Рис. 1.3

Основными причинами возникновения и роста положительного сальдо во внешней торговле России являются:

1. Активное наращивание экспорта топливно-сырьевых товаров, металлов, полуфабрикатов и увеличение удельного веса этих товарных групп в структуре нашего экспорта.
2. Искусственное сдерживание и обеднение структуры импорта, сокращение ввоза машин и оборудования (что, в свою очередь, делает невозможным модернизацию существующего промышленного парка и еще больше затрудняет выход из нынешнего экономического кризиса).
3. Продолжающееся обесценение национальной валюты - российского рубля по отношению к доллару США и другим основным мировым валютам.

Россия не относится к странам с ярко выраженной экстравертивной моделью экономики, где приоритетным направлением развития является экспортная ориентация и, соответственно, достаточно велик удельный вес внешней торговли в валовом внутреннем продукте. Тем не менее, внешняя торговля России имеет определенную экспортную направленность, о чем,

свидетельствует коэффициент экспортно-импортной специализации (отношение стоимостного объема экспорта к импорту), составивший в 2001 г. 1,9.

В настоящее время, как и на протяжении многих лет, экспорт России носит ярко выраженный сырьевой характер. В экспорте России за последние 10 лет на долю сырьевых товаров приходилась почти половина всего вывоза (см. Приложение табл. П.1.7). Удельный вес основных видов топливно-энергетических ресурсов (нефти, нефтепродуктов, природного газа, каменного угля и электроэнергии) в общем объеме экспорта в 2001 г. составлял 50 %. При этом всего лишь два товара — сырая нефть и природный газ — давали около 40 % всей валютной выручки страны (табл. 1.7)[132,154]. В 1998 г., в связи с резким падением мировых цен на нефть и нефтепродукты, которые, несмотря на все усилия стран ОПЕК и других стран-экспортеров нефти, не вернулись на приемлемый уровень, эффективность российского экспорта энергоресурсов значительно сократилась. В 2000 г. цены на нефть вновь возросли, однако в 2001 г. ситуация повторилась, что вынудило страны ОПЭК и Россию сократить объем добычи нефти для поддержания экспортных цен на нефть на приемлемом уровне.

Таблица 1.7

Экспорт из России основных топливно-энергетических ресурсов
(в текущих ценах, FOB)

	1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Экспорт, всего	79,9	100	86,6	100	72,5	100	75,7	100	105,5	100	103,0	100
Природный газ	13,4	16,8	16,4	19,0	13,3	18,4	16,9	22,3	16,2	15,4	15,1	14,7
Сырая нефть	12,4	15,5	14,8	17,0	10,3	14,2	14,1	18,6	25,4	24,1	24,1	23,4
Нефтепродукты	5,0	6,2	7,3	8,4	4,2	5,9	5,4	7,1	10,7	10,1	10,0	9,7
Уголь каменный	1,1	1,3	0,8	1,0	0,6	0,9	0,5	0,7	1,1	1,0	1,4	1,4
Кокс	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	0,1	0,1
Электроэнергия	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	0,7	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
Итого экспорт ТЭР	32,2	40,4	39,9	46,0	29,1	40,1	37,0	48,9	53,6	50,8	51,0	49,6

В период радикальных экономических преобразований рост экспорта сырьевых товаров из России стимулировался повышением курса доллара и низким уровнем рентной платы за природные ресурсы.

В вывозе сырьевых товаров в 90-е годы отмечалась тенденция к снижению эффективности экспорта, особенно топлива. При увеличении физических объемов зарубежных поставок валютные поступления от экспорта сокращались.

Среди основных причин сокращения эффективности экспорта сырьевых товаров можно выделить прежде всего рост внутренних затрат на производство, увеличение расходов на транспортировку как по территории России, так и транзитом через бывшие республики СССР, снижение мировых цен на сырьевые товары.

Следует подчеркнуть, что не скоординированные действия многочисленных новых экспортеров вызвали неоправданную конкуренцию между ними, а в конечном итоге снижение уровня экспортных цен. Увеличение объемов вывоза сырья из России, когда предложение его на мировом рынке превышало спрос, приводило к потере значительных валютных средств, которые только в 1993 г. оценивались в 5 млрд. долл.[13]

Определенные потери несут российские экспортеры от дискриминации на мировых товарных рынках. Количество антидемпинговых исков против российских предприятий-экспортеров уже приближается к сотне. При этом по мере замедления экономического роста в развитых странах данный процесс будет набирать силу [131]. Вступление во Всемирную торговую организацию дало бы возможность защищать российских экспортеров на внешних рынках и ускорило бы процесс перехода России к пятому информационно-технологическому укладу.

Учитывая важность этого процесса для России, который дает возможность использовать в своих интересах сложившийся мировой экономический механизм, ориентация на дальнейшее наращивание экспорта сырьевых ресурсов является нежелательной.

Необходимо увеличение доли товаров с более высокой степенью переработки, т.е. с более высокой степенью содержания труда (например, машин и оборудования, изделия легкой промышленности, а также услуг).

При анализе современной структуры российского экспорта обращают на себя внимание низкие физические и стоимостные объемы экспорта машин и оборудования и крайне низкая их доля в структуре российского экспорта, причем эти показатели постоянно сокращаются. Только за период с 1990 по 1993 г. стоимость экспорта машинотехнической продукции уменьшилась более чем в 3 раза - с 12,5 до 4,1 млрд. долл. [28]. Несмотря на то, что в 2001 г. этот показатель увеличился до 10,7 млрд. долл. (10,4 % от общего объема экспорта), его величина для такой страны как Россия, не может не вызывать обоснованной тревоги, особенно, при сравнении с аналогичными показателями других стран.

Например, доля машинотехнической продукции в экспорте Японии в середине 90-х годов - составляла 96%, Швейцарии – 93%, Тайваня – 93%, Южной Кореи – 92%, Гонконга – 92%. Россия по этому показателю занимает примерно 50-е место в мире [13].

Значительная разница между высокой долей обрабатывающей промышленности в ВВП России (45%) и низкой долей машин и оборудования в экспорте (8,7%) свидетельствует о низкой конкурентоспособности основной массы отечественной машинотехнической продукции на мировом рынке.

По этой же причине на протяжении 90-х годов постоянно сокращался вывоз машин и оборудования по линии технического содействия зарубежным странам, который в 1997г. составил около 0,5 млрд. долл. [13].

Одной из основных тенденций изменения в структуре экспорта промышленно развитых стран в настоящее время является увеличение доли коммерческих услуг. В частности, в США, которые являются крупнейшим в мире экспортером услуг, эта статья в конце 90-х годов достигала 27% общей стоимости вывоза.

Удельный вес экспорта услуг в российском вывозе в середине 90-х годов составлял всего 1-2%, что почти в 10 с лишним раз меньше, чем в промышленно развитых странах. Однако в последние годы отмечался достаточно быстрый рост экспорта услуг. По стоимостному показателю экспорта услуг Россия в 1997 г. занимала примерно 40-е место в мире [13].

Таким образом, по товарному наполнению структура российского экспорта, так же как и импорта, ближе к структуре товарооборота развивающихся стран и не соответствует экономическому потенциалу страны, необходимо постепенно переходить от экспорта сырьевых товаров к экспорту машинотехнической продукции, стимулировать в первую очередь наукоемкие отрасли промышленности.

Несмотря на кризисное положение в экономике России, в стране сохраняется значительный экспортный потенциал во многих отраслях экономики, в частности в аэрокосмической промышленности, связи и телекоммуникациях, военно-промышленном комплексе, алмазно-бриллиантовом комплексе и т.д.

Несомненно, позитивную роль в увеличении вывоза готовых изделий и диверсификации структуры экспорта может сыграть увеличение объема экспорта электроэнергии, как более высокотехнологичной продукции по сравнению с природным газом и нефтью. Однако, даже при трех - четырехкратном увеличении объема экспортируемой электроэнергии, доля его при пересчете на топливо ($1 \text{ кг у.т} = 7000 \text{ ккал} = 8,14 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$) в объеме экспорта топлива не превысит 1 %. Прогнозные показатели экспорта топлива, в том числе газа, до 2015 г. по расчетам ИНЭИ РАН приведены в таблице 1.8 [145].

Учитывая то обстоятельство, что доля природного газа в производстве электроэнергии для ряда европейских стран составляет около 15 % и на перспективу предполагается ее увеличение до 25 % [62], становится актуальным вопрос о возможности частичного замещения экспорта

органического топлива, прежде всего газа и нефти, экспортом электроэнергии и тем самым улучшить структуру экспорта энергоресурсов.

Таблица 1.8

Прогнозные показатели экспорта энергоресурсов из России в период до 2015 г.

	2000 г. ¹	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Экспорт топлива всего, млн. т.у.т	530,2	550-576	545-595	550-610
Природный газ, млн. т.у.т	170	171-178	182-196	189-201
Электроэнергия, млрд. кВт·ч	13	17-25	20-35	25-50
то же в топливном эквиваленте, млн. т.у.т	1,6	2,1-3,1	2,5-4,3	3,1-6,1

Если предположить, что экспорт электроэнергии сможет обеспечить прирост производства электроэнергии в странах ЕС и СНГ взамен строительства газовых станций, это позволит заместить до 55 % российского экспорта газа в эти страны [93]. Проведенные исследования [18, 96] показывают, что стоимость передачи электроэнергии выше стоимости транспортировки газа, но с увеличением расстояния транспортировки это различие сокращается. Поэтому вопросы сравнения экономичности экспорта электроэнергии или газа, должны рассматриваться и решаться в отдельных конкретных случаях, так как выгодность того или иного варианта будет связана с возможностями пропускных способностей транспортных сетей (газопроводов или линий электропередачи), с дальностью передачи, с выбором страны-импортера и т.д.

В этой связи может рассматриваться увеличение объема экспортных поставок электроэнергии в страны Балтии и СНГ, учитывая существующие электрические связи суммарной пропускной способностью свыше 11 тыс. МВт, в Центральную и Восточную Европу по существующим связям – 10 тыс. МВт.

В настоящее время зарубежные страны отдают предпочтение поставкам природного газа, что объясняется широким использованием газа.

¹ отчет

помимо энергетики, в промышленности и бытовом секторе, а также намерением некоторых европейских стран расширить комбинированное производство электроэнергии и тепла. Тем не менее, на перспективу у них может возникнуть потребность в увеличении объемов импорта электроэнергии по экологическим соображениям, связанным с необходимостью ограничения выбросов окислов углерода, азота, серы или ограничением производства электроэнергии на АЭС.

Дополнительным аргументом в пользу увеличения доли электроэнергии в экспорте топливно-энергетических ресурсов является то обстоятельство, что при объединении энергосистем страны – экспортера и стран – импортеров, а также стран, через энергосистемы которых будут проходить транзитом потоки электроэнергии, возникает возможность существенной экономии эксплуатационных и топливных затрат в энергосистемах всех участников.

Наличие потенциальных системных эффектов и целесообразность их использования при объединении энергосистем, безусловно, принимается во внимание специалистами во всем мире, именно поэтому продолжается процесс расширения и создания новых - в том числе межгосударственных - энергообъединений в Южной Азии, Канаде, США, Мексике и других странах. Эта тенденция в современной мировой электроэнергетике достаточно устойчива.

Учитывая эти соображения, экспорт электроэнергии из России как одного из видов энергоносителей, представляется целесообразным рассматривать в каждом конкретном случае с конкретными странами с учетом всех выгод получаемых при объединении электроэнергетических систем.

При исследовании возможностей экспорта электроэнергии из России необходимо выделить следующие наиболее существенные группы факторов:

1. Необеспеченность ряда стран достаточными энергетическими ресурсами, что определяет потребность этих стран в импорте топлива и электроэнергии.
2. Территориальная близость к странам, заинтересованным в сотрудничестве в области электроэнергетики.
3. Ресурсные возможности – запасы энергоресурсов, обеспеченность ими перспективных энергопотребностей.
4. Наличие развитой энергетической базы в ЕЭС и ОЭС России.
5. Возможность использования избытков мощности в ближайшие годы.
6. Наличие заделных объектов энергетики, возможность наращивания в перспективе генерирующих мощностей практически во всех ОЭС.
7. Платежеспособность потенциальных стран-импортеров
8. Экономическая эффективность экспортных проектов.
9. Политические, идеологические и т.п. факторы.

При принятии решения о целесообразности экспорта электроэнергии из России неэкономические факторы (9 – ая группа), в целом количественно оценить невозможно, и поэтому эти факторы могут быть учтены принимающими решения органами в виде приоритетов или ограничений. Экономические факторы (с 1 по 8 группы) потенциально содержат в себе возможность их количественной оценки.

Однако при исследовании возможных потребностей в импорте электроэнергии зарубежных стран и экспортного потенциала российской электроэнергетики, а также эффективности различных экспортных проектов возникает необходимость принятия решений на перспективу, что не позволяет давать однозначную количественную оценку принимаемому решению. Поэтому в начале может быть определена лишь область ее вероятных значений.

Глава II. Оценка возможности и современного потенциала экспорта российской электроэнергии.

2.1. Ретроспективный анализ экспорта электроэнергии и энергетических технологий из СССР и России.

Советский Союз придавал большое значение развитию и углублению взаимовыгодного сотрудничества с зарубежными странами в области электроэнергетики. Наиболее тесное взаимодействие в вопросах развития электроэнергетики осуществлялся между СССР и социалистическими странами, в первую очередь со странами-членами СЭВ.

Одним из ведущих направлений сотрудничества СССР с этими странами в области электроэнергетики занимали проблемы увеличения объема экспорта электроэнергии из Советского Союза. Экспорт электроэнергии из ЕЭС СССР в достаточно крупных объемах начал осуществляться с 1960 г., чему в значительной мере способствовало образование энергосистемы "МИР". Организация параллельной работы в рамках энергосистемы "МИР" проводилась, в основном, в 1959 – 1967 гг. Ее участниками стали СССР, НРБ (Болгария), ВНР (Венгрия), СРР (Румыния), ГДР (Германская Демократическая Республика), ПНР (Польша) и ЧССР (Чехословакия).

С целью увеличения объема экспортных поставок в эти страны на долгосрочный период были построены несколько крупных АЭС в энергосистемах Украины (ОЭС Юга), в частности: Ровенская, Южно-Украинская и Хмельницкая АЭС.

Осуществление параллельной работы энергосистем стран – членов СЭВ создало благоприятные условия для повышения надежности энергоснабжения в этих странах и резко увеличило объем суммарного обмена электроэнергией между ними.

На рис. 2.1 представлена динамика роста суммарного обмена электроэнергией стран – членов СЭВ[165].

Как видно из рис. 2.1, с 1960 по 1985 гг. межгосударственный обмен электроэнергией возрастал значительными темпами и составил в 1985 г. более 40 млрд. кВт·ч, против 1 млрд. кВт·ч в 1960 г. Этому во многом способствовали ввод в эксплуатацию в 1979 г. международной линии электропередачи напряжением 750 кВ Винница – Западно-Украинская (СССР) – Альбертирша (Венгрия), благодаря которой параллельно с ОЭС европейских стран – членов СЭВ стала работать ЕЭС СССР, и дальнейшее развитие межгосударственных линий электропередачи: количество межгосударственных линий электропередачи 220 кВ и выше в 1985 г. составило 24, в том числе 2 ВЛ напряжением 750 кВ [168].

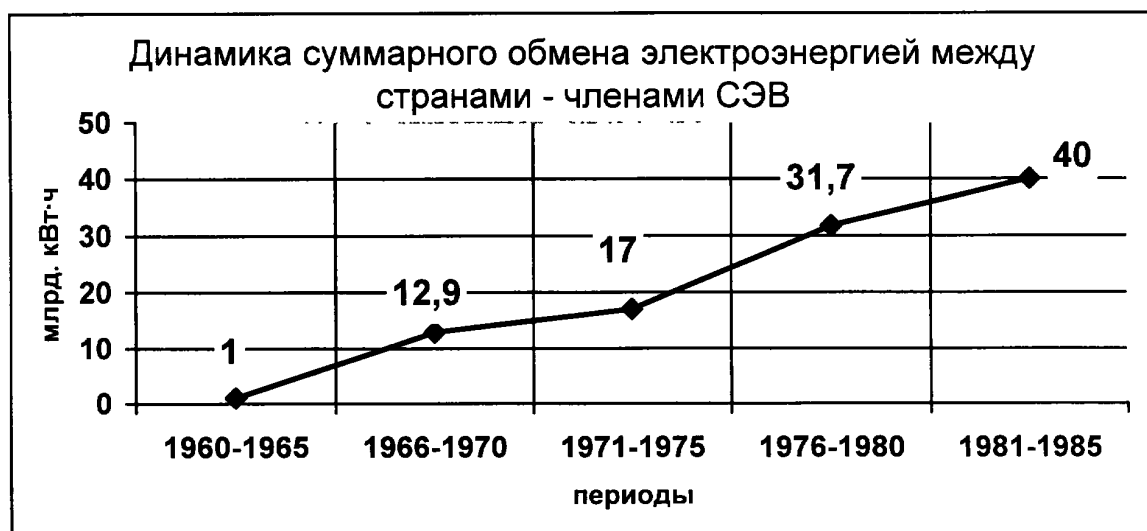


Рис. 2.1

Общая характеристика фактических поставок электроэнергии между энергосистемами стран – членов СЭВ и соседними странами за 1985 г. представлена на рис. 2.2[168].

Как показывает рис.2.2, обмен электроэнергией происходил крайне непропорционально: поставки из ОЭС СССР в ЭС Польши, Чехословакии, Венгрии, Румынии и Болгарии составляли около 24 млрд. кВт·ч, а из ЭС этих стран в ОЭС СССР только 0,116 млрд. кВт·ч.

Таким образом, на 1985 г. СССР при обмене электроэнергией со странами – членами СЭВ имел положительное сальдо в размере более 23 млрд. кВт·ч, и в качестве одной из главных задач на перспективу

предусматривалась реализация значительных (до 40 млрд. кВт·ч) экспортных поставок электроэнергии из СССР практически во все страны Восточной Европы. [88]

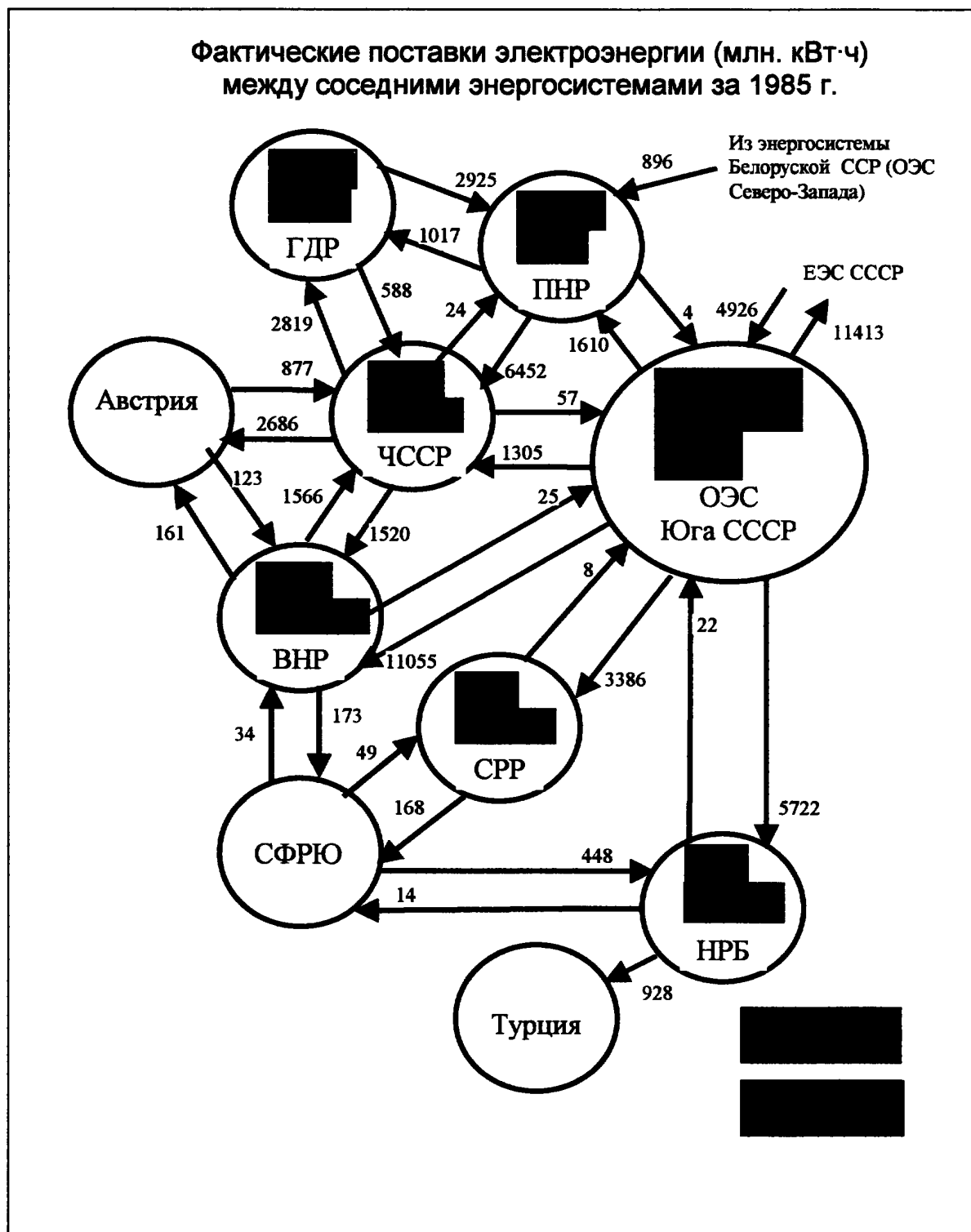


Рис. 2. 2

Советский Союз также осуществлял экспортные поставки электроэнергии в Финляндию (для этого были сооружены ВЛ 330 и 400 кВ и вставка постоянного тока (ВПТ) в районе г. Выборга), в Австрию (из Польши в Австрию, по ВЛ 400 кВ и из Чехословакии – через ВПТ пропускной способностью 550 МВт) и в Турцию (из Болгарии по ВЛ 400 кВ Бобов Дол – Бабаески) (табл.2.1) [164].

Таблица 2.1

Экспорт электроэнергии из ЕЭС СССР.

Страны - импортеры	Поставки электроэнергии из ЕЭС СССР, млрд. кВт·ч				
	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Венгрия	2,9	4,2	7,5	10,5	11,3
Болгария	0,2	4,0	4,5	4,5	4,5
Чехословакия	1,1	1,1	2,2	4,0	5,8
Румыния	0,0	0,0	0,1	2,0	6,3
Германия	0,2	0,8	1,8	1,8	1,8
Польша	0,3	0,4	0,3	0,1	1,4
Монголия	-	-	0,3	0,2	0,2
Югославия	-	-	-	-	0,8
Финляндия	0,4	0,7	1,7	4,2	4,5
Норвегия	0,002	0,013	0,05	0,049	0,0001
Турция	-	-	0,6	0,7	0,1
Греция	-	-	0,2	0,2	0,1
Афганистан	-	-	-	0,01	0,1
Всего	5,2	11,3	19,2	28,2	37,0

Помимо экспортных поставок электроэнергии и мощности, СССР оказывал техническое содействие в проектировании и строительстве АЭС, ТЭС, ГЭС, линий электропередачи и подстанций. В международном сотрудничестве стран – членов СЭВ в сфере электроэнергетики большое

внимание также уделялось сотрудничеству в области энергетических технологий, оборудования и услуг.

Например, с помощью СССР было построено 32 реактора на 9 АЭС в странах Европы [92, 168]: в Болгарии - АЭС "Козлодуй" (4 х ВВЭР-408 и 1 х ВВЭР-1000); в Венгрии - АЭС "Пакш" (4 х ВВЭР-440); в Финляндии - АЭС "Ловиза" (2 х ВВЭР-440), в Чехословакии - АЭС "Яславске-Богунице" (4 х ВВЭР-440), АЭС "Дукованы" (4 х ВВЭР-440), АЭС "Мочовце" (4 х ВВЭР-440) и АЭС "Темелин" (4 х ВВЭР-1000), в ГДР - АЭС "Норд" (4 х ВВЭР-440) и АЭС "Райнсберг" (1х70 МВт).

Кроме того, в бывших республиках Советского Союза были сооружены следующие атомные электростанции: в Армении - Армянская АЭС (2 х ВВЭР-440); в Казахстане - (1 х ВВЭР-600); в Литве - Игналинская АЭС (2 х РБМК-1500); на Украине - Южно-Украинская АЭС (3хВВЭР-1000), Запорожская АЭС (4хВВЭР-1000), Ровенская АЭС (2хВВЭР-440 и 1хВВЭР-1000), Хмельницкая АЭС (1хВВЭР-1000) и Чернобыльская АЭС (4хРБМК-1000).

Важное место в сотрудничестве СССР с зарубежными странами в области электроэнергетики занимали вопросы содействия в развитии тепловых электростанций (ТЭС). В целях максимального использования собственных ресурсов топлива и энергии сотрудничество в этой области было направлено на строительство ТЭС, использующих местные виды твердого топлива (бурые угли, лигниты, сланцы и т.д.). Благодаря техническому содействию СССР и использованию совместного производственного опыта и научно-технических разработок были сооружены ряд крупных электростанций, в том числе Марица-Восток (Болгария), Еншвальде, Хагенвердер III (ГДР), Туров, Понтнув, Турошов, Белхатув (Польша), Крайова, Ровинарь, Турчень (Румыния), Мельник III (Чехословакия) [168].

Существенную роль играл Советский Союз и в развитии гидроэнергетики стран - членов СЭВ. Так, при содействии СССР на р. Дунай

были построены совместный югославско-румынский гидроузел Джердап - Железные Ворота мощностью 2100 МВт и чехословацко-венгерский гидроузел Габчиково – Надьмарош мощностью 885 МВт. Объектом совместного сотрудничества между СССР и Румынией стало сооружение комплексного гидроузла Стынка (Румыния) – Костешть (СССР) на пограничной реке Прут с ГЭС мощностью 30 МВт [168].

СССР также оказывал помощь в сооружении энергетических объектов и другим странам, таким как Куба, Монголия, Вьетнам.

На электростанциях, построенных при техническом содействии СССР в Республике Куба, производилось около 40 % всей электроэнергии, а в Монголии, помимо нескольких ТЭЦ, построенных при технической поддержке СССР, была еще построена линия электропередачи напряжением 220 кВ "Гусиноозерская ГРЭС (СССР) – Дархан – Эрдэнет (Монголия)", по которой стали осуществляться поставки электроэнергии из СССР в Монголию.

СССР поддерживал тесные экономические связи и с другими государствами. В Югославии электростанции, построенные при техническом содействии СССР, покрывали в 1985 г. 1/3 часть от общего электропотребления. В Китае эта величина составляла около 60 % [168].

В целом Советский Союз осуществлял сотрудничество в области электроэнергетики, помимо стран-членов СЭВ, более чем 30 странами Азии, Африки и Латинской Америки. В этих странах с участием СССР проектировались и строились энергетические объекты общей мощностью свыше 36 тыс. МВт. Удельный вес электростанций, построенных с помощью Советского Союза, в общем объеме производства электроэнергии составлял, например, в Афганистане – 60%, Ираке – около 47%, Египте – более 42%, Сирии – более 33%, Бангладеш – 16%, Индии – более 10%, Пакистане – более 10%, в Иране – более 8%¹.

¹ По состоянию на 1985 г.

Развал СССР и последовавший за этим распад СЭВ существенно изменили внешнеторговую политику нашей страны. Россия, став преемницей СССР, продолжила сотрудничество с зарубежными странами в сфере электроэнергетики. Однако объем экспорта электроэнергии, энергетических технологий и услуг, а также энергооборудования, существенным образом снизился. Тем не менее, снижение объема промышленного потребления позволило российской электроэнергетике остаться экспортоориентированной страной в сфере электроэнергетики (табл.2. 2) [130].

Электробаланс России¹

Таблица 2. 2
млрд. кВт·ч

Годы	Производство	Потребление	Получено из-за пределов РФ	Отпущено за пределы РФ	Сальдо экспорта / импорта
1970	470,2	478,7	16,6	8,1	-8,5
1975	639,9	658,8	30,2	11,3	-18,9
1980	804,9	815,9	33,0	22,0	-11,0
1985	962,0	964,4	32,3	29,9	-2,4
1990	1082,2	1073,8	35,0	43,4	8,4
1991	1068,2	1056,1	35,1	47,2	12,1
1992	1008,5	992,2	27,7	44,0	16,3
1993	956,6	937,9	24,8	43,3	18,5
1994	875,9	856,4	22,3	41,6	19,3
1995	860,0	840,4	18,5	37,0	18,5
1996	847,2	827,7	12,3	31,8	19,5
1997	834,1	814,4	7,1	26,8	19,7
1998	827,2	809,1	8,3	26,4	18,1
1999	846,2	832,1	н.д.	н.д.	9,0
2000	876,0	862,7	н.д.	н.д.	13,0

Из табл.2. 2 видно, что до 1990 г. в России складывался напряженный баланс электроэнергии, более того, он имел отрицательное сальдо экспорта / импорта. После 1990 г. сальдо экспорта / импорта стало положительным. Избытки мощности были вызваны имевшим место – вплоть до 1999 года – снижением потребности в электроэнергии. Динамика потребления электроэнергии по России представлена на рис.2.3.

¹ До 1992 г. РСФСР

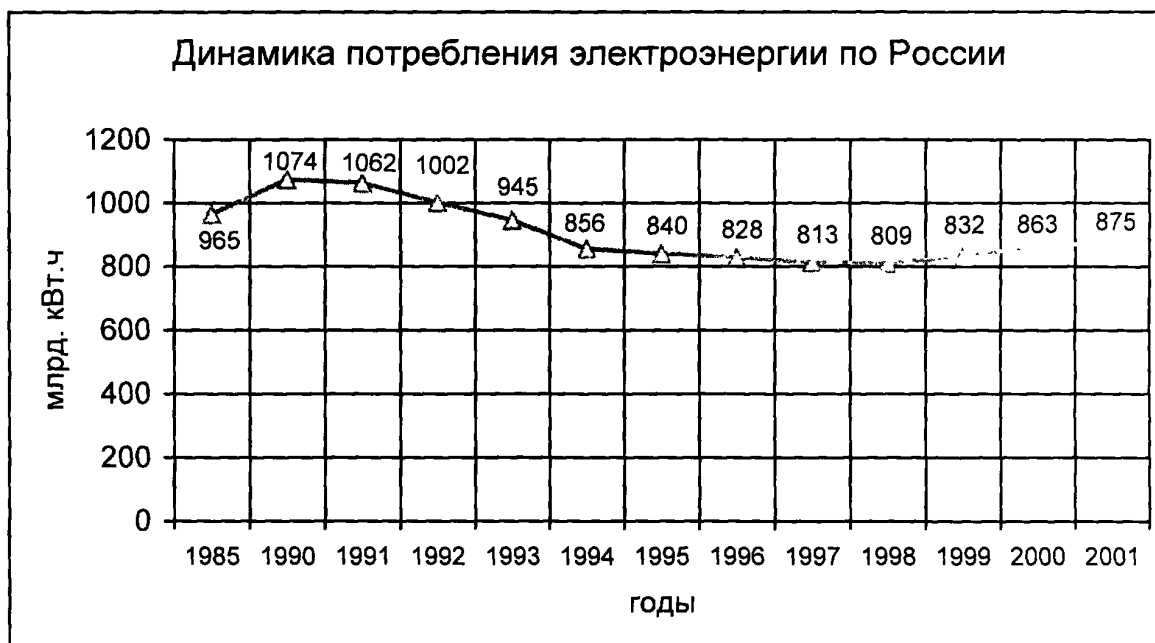


Рис. 2. 3

Однако, несмотря на наличие значительных избытков электроэнергии и мощности, суммарный объем экспорта электроэнергии за период с 1990 по 2001 г. снизился почти в 2-3 раза (см. табл. 2.1 и табл. 2.3) [51, 164]. Основными причинами снижения объема экспортных поставок электроэнергии в зарубежные страны послужили утеря внешних электрических связей с западными странами-импортерами из-за распада СССР, а также низкая платежеспособность стран бывшего СССР, из-за которой, даже при наличии острой потребности в импорте электроэнергии, энергетики были вынуждены ограничивать, а в некоторых случаях даже прекращать экспортные поставки электроэнергии.

Значительные изменения претерпела и направленность экспорта (табл. 2.1 и табл. 2.3). Из этих таблиц видно, что до 1993 г. экспортные поставки электроэнергии из ЕЭС СССР/России осуществлялись только в страны Дальнего зарубежья. После 1993 г. направленность экспорта существенно меняется. На долю зарубежных стран уже приходится менее 50% от экспортных поставок в страны Ближнего зарубежья (республики бывшего СССР), что было связано с утерей внешних электрических связей со странами членами – СЭВ, изменением границ, а также со снижением уровня

электропотребления в этих странах из-за реформирования экономики. В 2001 г. ситуация несколько улучшилась, в основном благодаря двукратному увеличению объема экспортных поставок в Финляндию (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Экспортные поставки электроэнергии из России

Страны-импортеры	Поставки электроэнергии, из ЕЭС России, млрд. кВт·ч					
	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Венгрия	0,4	-	-	-	-	-
Болгария	0,1	0,1	0,4	-	-	-
Чехословакия	-	-	-	-	-	-
Румыния	-	-	-	-	-	-
Германия	-	-	-	-	-	-
Польша	0,06	-	-	-	0,2	0,6
Монголия	0,2	0,2	0,4	-	-	0,04
Югославия	-	-	-	-	-	-
Финляндия	4,7	5,0	4,8	0,8	3,9	7,3
Норвегия	0,0001	0,00005	0,081	-	-	0,0001
Турция	-	-	-	-	-	0,2
Греция	-	-	-	-	-	-
Афганистан	-	-	-	-	-	-
Китай	0,03	0,1	0,1	-	0,1	0,2
<i>Дальнее зарубежье</i>	<i>5,5</i>	<i>5,4</i>	<i>5,8</i>	<i>0,8</i>	<i>4,2</i>	<i>8,3</i>
Беларусь	3,4	4,9	5,1	5,8	6,5	6,2
Закавказье	0,3	0,5	0,4	0,07	0,3	0,4
Латвия	-	-	-	0,2	0,3	0,3
Украина	3,2	1,4	3,0	-	-	0,2
Казахстан	6,1	7,1	4,2	2,1	1,8	2,5
<i>Ближнее зарубежье</i>	<i>13,0</i>	<i>13,9</i>	<i>12,7</i>	<i>8,2</i>	<i>8,9</i>	<i>9,6</i>
Итого	18,5	19,3	18,5	9,0	13,0	17,9

На сегодняшний день эти проблемы остаются все еще нерешенными и становятся основными сдерживающими факторами увеличения объемов поставок российской электроэнергии за рубеж.

Например, экспортные поставки на Украину были прекращены с начала 1999 г. вследствие накопившейся задолженности и отсутствия возможности получить оплату за текущие поставки денежными средствами.

В настоящее время РАО "ЕЭС России" после долгих переговоров с украинской стороной с 20 августа 2001 г. возобновило параллельную работу ЕЭС России с ОЭС Украины.

Задолженность стран Ближнего зарубежья по поставкам электроэнергии представлена в табл.2.4. [51].

Таблица 2.4

Задолженность стран Ближнего зарубежья по поставкам электроэнергии
млн. долл. США

Страна	Задолженность, всего		
	На 01.01.2000 г.	На 01.01.2001 г.	Снижение
Беларусь	39,5	22,2	17,3
Грузия	46,4	46,5	-0,1
Казахстан	413,5	414,3	-0,8
Украина	83,8	54,7	29,1
Всего	583,2	537,7	45,5

Из таблицы 2.4 видно, что на 01. 01. 2000 г. эта величина составляла порядка 583 млн. долл. Но в последние годы, благодаря проводимым РАО "ЕЭС России" мероприятиям по снижению задолженности за поставленную электроэнергию зарубежным странам, ситуация с неплатежами несколько улучшилась (абсолютная величина задолженности стран Ближнего зарубежья по поставкам электроэнергии снизилась в целом на 45,5 млн. долл.).

В целом за 2001 г. из ЕЭС России было экспортировано электроэнергии около 18 млрд. кВт·ч на общую сумму более 250 млн. долл. (табл. 2.5) [51].

Анализ таблиц 2.4 и 2.5 показывает, что основным импортером по-прежнему остается Беларусь (6,2 млрд. кВт·ч), через сети которой

осуществляется транзит в Польшу (0,6 млрд. кВт·ч) Задолженность Беларуси за поставки электроэнергии сократились с 22,2 до 19,2 млн. долл. С сентября 2000 г. доля денежных средств в оплате составила 100 %.

Таблица 2.5

Результаты экспорта в 2001 г.

Страны	Объем поставок		Оплачено ¹		Средний тариф цент/ кВт·ч
	млн. кВт·ч	млн. долл.	всего	в т.ч. деньгами	
Азербайджан	9,6	0,2	0,0	0,0	2,08
Украина	185,03	2,6	16,3	1,1	1,41
Казахстан	2460,9	27,3	31,3	31,3	1,11
Беларусь	6237,1	84,5	85,5	54,3	1,35
Грузия	415,2	7,3	5,9	5,9	1,76
Ближнее зарубежье	9307,8	121,9	139,0	92,6	1,31
Турция	180,5	6,2	6,1	6,1	3,43
Китай	164,3	3,0	2,7	2,7	1,83
Латвия	298,4	6,6	5,9	5,9	2,21
Польша	592,8	7,1	7,1	7,1	1,20
Монголия	37,7	1,4	1,5	1,5	3,71
Норвегия	0,1	0,003	0,002	0,002	3,00
Финляндия	7316,7	107,9	107,8	107,8	1,47
Дальнее зарубежье	8590,5	132,2	131,1	131,1	1,54
ВСЕГО	17898,3	254,1	270,1	223,7	1,42

С 2001 г. поставки электроэнергии в Грузию осуществляются только при условии гарантированной оплаты, и, несмотря на это, объем экспорта увеличился более чем в 5 раза (с 74 до 415 млн. кВт·ч).

Объем экспорта в страны Балтии и Дальнего зарубежья в 2001 году составил около 8,6 млрд. долларов. По сравнению с 2000 годом объем поставок в увеличился почти в 2 раза (с 4,5 до 8,6 млрд. кВт·ч).

К концу 2000 г., после длительного перерыва, вновь начаты поставки электроэнергии через Беларусь в Польшу (контракт с компанией PSE S.A.), в 2001 г. было поставлено около 0,6 млрд. кВт·ч, что более чем в три раза больше чем в 2000 г.

¹ Объем оплаты в ряде случаев превышает стоимость поставок вследствие погашения задолженности потребителями за электроэнергию.

Финляндия на протяжении довольно большого промежутка времени оставалась крупным и стабильным импортером советской, а затем и российской электроэнергии. В 2000 г. объем экспорта в эту страну составил более 3,9 млрд. кВт·ч, а в 2001 г. он увеличился почти в два раза и составил 7,3 млрд. кВт·ч, благодаря введению в 2000 г. в эксплуатацию четвертого блока Выборгского преобразовательного комплекса мощностью 355 МВт и третьей линии "Санкт-Петербург – Выборг", что обеспечило повышение надежности электропередачи Россия – Финляндия [51].

В 2000-2001 гг. между РАО "ЕЭС России" и зарубежными партнерами были подписаны соглашения, которые заложили основу для увеличения экспорта в ближайшем будущем.

Так, с республикой Азербайджан был подписан договор о транзите российской электроэнергии через электрические сети Азербайджана в Турцию и договор о параллельной работе энергосистем России и Азербайджана, в рамках которого предусмотрена возможность обмена электроэнергией.

В декабре 2001 г. подписан договор на поставку электроэнергии из ЕЭС России в дефицитный приграничный район Эстонии (Нарва).

Между РАО "ЕЭС России" и Министерством энергетики Армении подписан "Меморандум об основных принципах сотрудничества в области электроэнергетики", в котором зафиксирована принципиальная договоренность о возможности совместного производства электроэнергии на генерирующих мощностях Армении для последующего экспорта в третьи страны. В сентябре 2000 г. главами Правительств России и Армении подписано "Совместное заявление о создании российско-армянского совместного предприятия в области электроэнергетики".

Для увеличения объема экспортных поставок в страны Дальнего зарубежья заключены два контракта на поставку электроэнергии в северные провинции Китая, а также достигнута договоренность о создании

совместного предприятия для развития экспорта российской электроэнергии в центральные и южные провинции Китая.

С Украиной 12 февраля 2001 г. подписан меморандум "О сотрудничестве в области электроэнергетики", который предусматривает возможность транзита российской электроэнергии через территорию Украины в третьи страны.

В настоящее время подписан контракт с TEAS (Турция) на поставку электроэнергии из ЕЭС России в Турцию транзитом через Грузию в объеме 30 млн. кВт·ч в месяц.

Ведется активная работа по изучению возможностей экспорта технологий, оборудования и услуг. Данный вид экспорта может принести значительные доходы, поскольку за рубежом действуют около 130 электростанций, построенных при содействии СССР. Работа ведется как в странах СНГ (программы реконструкции и модернизации энергетических объектов в Республике Кыргызстан), так и в странах Дальнего зарубежья (Югославия, Хорватия и других). Приоритетным направлением считается сотрудничество с Индией, где предполагается строительство энергетических объектов общей стоимостью 1,2 млрд. долл., в том числе строительство АЭС "Куданкулам" с реакторами ВВЭР-1000. Кроме этого, продолжается строительство АЭС "Бушер" в Иране и предполагается сотрудничество в области сооружения электроэнергетических объектов с Китаем и Пакистаном.

Таким образом, ретроспективный анализ экспорта электроэнергии и энергетических технологий показывает, что за последние 10 лет Россия потеряла значительную часть рынков сбыта электроэнергии. Поэтому одной из важнейших задач экспортной политики электроэнергетики России должен стать возврат утерянных и выход на новые рынки сбыта электроэнергии. Непременным условием решения этой задачи, в первую очередь, является наличие потребности зарубежных стран в электроэнергии и их заинтересованность в сотрудничестве с Россией.

2.2. Маркетинговое исследование современной потребности стран Ближнего и Дальнего зарубежья в импорте электроэнергии из России.

Определение потребности зарубежных стран в импорте электроэнергии проводится с помощью маркетинговых исследований.

Маркетинг в различных отраслях имеет свои особенности, но везде он преследует одинаковую цель – сохранить или расширить рынок сбыта компании.

Наиболее важная задача маркетинга при экспорте электроэнергии – исследование возможности восстановления утраченных позиций на мировом рынке электроэнергии и мощности и выявление новых потенциальных рынков сбыта.

При выявлении потенциальных рынков сбыта электроэнергии следует отметить, что удобное географическое положение нашей страны позволяет рассматривать возможность экспорта электроэнергии почти во всех направлениях.

В работах института "Энергосетьпроект" в 2000-2002 гг., с непосредственным участием автора, рассматриваются следующие основные направления экспорта [81, 107, 147, 148]:

- Северо-Западное - страны Северной Европы: Финляндия, Норвегия, Швеция и страны Балтии: Литва, Латвия, Эстония;
- Западное и Юго-Западное – страны СНГ: Беларусь, Украина. Молдова; страны Центральной Европы: Польша, Германия, Словакия, Чехия, Австрия, Венгрия; страны Юго-Восточной Европы и Балканского п-ова: Румыния, Болгария, Греция, Югославия;
- Южное – закавказские страны СНГ: Грузия, Азербайджан, Армения; страны Ближнего Востока: Турция, Иран;
- Юго-Восточное: Казахстан, Туркменистан, Таджикистан, Кыргызстан и Узбекистан;
- Восточное: Монголия, Китай, Северная и Южная Корея, Япония.

Приведенные выше направления экспорта электроэнергии из России в более укрупненном виде могут представлять следующие группы стран и регионы:

- Страны СНГ и Балтии;
- Европейское направление: страны Северной, Западной, Центральной, Юго-Восточной Европы;
- Страны Азии.

2.2.1 Определение потребности в импорте российской электроэнергии стран СНГ и Балтии.

Энергосистемы стран СНГ и Балтии ранее входили в единое энергетическое пространство ЕЭС СССР, их генерирующие мощности взаимно дополняли друг друга и обеспечивали оптимальное соотношение различных типов электростанций, а электрические сети напряжением 330 – 500 – 750 кВ позволяли передавать мощность на значительные расстояния.

Период 1990-1994гг. практически для всех этих стран, как и в России, характеризовался существенным снижением уровня электропотребления. В наибольшей степени это коснулось Армении, Грузии, Казахстана и Молдовы, где потребление упало на 42-48%. В странах Балтии электропотребление сократилось на 31%. На Украине и в Беларуси снижение составило 34 и 31 % соответственно [81]. Следует отметить, что в последние годы темпы снижения электропотребления замедлились, а в Азербайджане, Армении, Беларуси, Узбекистане и странах Балтии отмечался рост электропотребления, но, учитывая глубину снижения производства электроэнергии во всех странах бывшего СССР, достижение докризисного уровня электропотребления ожидается за пределами 2010г.

Как было указано выше (табл. 2.5), в рассматриваемые страны в настоящее время экспортируется до 70 % от общего экспорта российской электроэнергии.

Проведенные исследования в работах [81,116-118] показывают, что дефицит электроэнергии в странах СНГ и Балтии к 2010-2015 гг. может

составить примерно 27-40 млрд. кВт·ч. Из этих стран в импорте электроэнергии в наибольшей степени будут нуждаться Украина, Беларусь и Казахстан, что составит примерно 75 % от общего объема потребности стран СНГ и Балтии в электроэнергии.

Дефицит электроэнергии на Украине будет складываться, в основном, из-за вывода из эксплуатации Чернобыльской АЭС, старения оборудования тепловых электростанций и ограничений на строительство новых атомных электростанций.

Сильная зависимость электроэнергетики республики Беларусь от поставок российского газа и мазута [169], позволяет говорить о том, что она будет являться наиболее стабильным и крупным импортером электроэнергии из России при условии, что цена на импортируемую электроэнергию будет ниже, чем цены на собственных электростанциях.

Хотя в настоящее время баланс электроэнергии в ОЭС Казахстана складывается с дефицитом около 5 млрд. кВт·ч, перспективное развитие электроэнергетики Казахстана направлено на обеспечение уровней электропотребления за счет производства электроэнергии на собственных электростанциях, поскольку Казахстан обладает значительными объемами топливно-энергетических ресурсов. Но к 2015 г. дефицит электроэнергии в ОЭС Казахстана может составить 7-10 млрд. кВт·ч, в случае ограниченного развития Южно-Казахстанской ГРЭС и ориентации Экибастузской ГРЭС-2 (собственность России) на покрытие нагрузки Урала и юга Западной Сибири.

В настоящее время Молдова импортирует электроэнергию из ОЭС Украины в размере 2 млрд. кВт·ч, что составляет около 30% от ее потребности. На уровне 2005 г. потребность в импорте электроэнергии энергосистемой Молдовы оценивается в 0,5-1,5 млрд. кВт·ч. За пределами 2005г. при принятом развитии генерирующих мощностей энергосистема Молдовы может быть сбалансирована по мощности и электроэнергии только при стабильном топливообеспечении электростанций, так как в республике Молдова собственные топливные ресурсы отсутствуют[63].

Потребность Закавказских стран в российской электроэнергии будет зависеть от реализации намечаемой в этих странах программы развития генерирующих мощностей и условий топливоснабжения электростанций. Учитывая, что только Азербайджан обладает собственными ресурсами органического топлива, дефицит электроэнергии в Закавказских странах оценивается следующими величинами: 3-3,5 млрд. кВт·ч в период до 2010г. и до 6 млрд. кВт·ч в период 2011-2015гг.[116].

В странах Балтии практически не предусматривается развитие генерирующих мощностей, так как планируется, что энергообъединение стран Балтии сможет покрывать свою потребность в электроэнергии в рассматриваемый период. Экспорт мощности из России в страны Балтии может носить характер обменных потоков при примерно нулевом сальдо годового обмена электроэнергией.

Поставки электроэнергии из России в страны Балтии могут потребоваться при ограничении мощности Эстонской и Балтийской ГРЭС по экологическим соображениям (использование сланцев неблагоприятно влияет на окружающую среду) и при ограничении мощности Игналинской АЭС: дефицит электроэнергии составит около 1-5 млрд. кВт·ч к 2010 г. и 5-10 млрд. кВт·ч к 2015 г. и может покрываться, в том числе и из России.

В страны Центральной Азии (Кыргызстан, Узбекистан, Таджикистан и Туркменистан) в настоящее время российская электроэнергия не экспортируется, так как все эти страны обеспечены собственными топливно-энергетическими ресурсами, и на перспективу, согласно энергетической политике этих стран, такая тенденция сохранится.

Таким образом, на рассматриваемый период (до 2015 г.) существуют реальные предпосылки для многократного увеличения объема экспортных поставок электроэнергии в страны СНГ (за исключением стран Центральной Азии) и Балтии. При этом следует отметить, что существующие электрические связи ЕЭС России с ОЭС этих стран позволяют осуществить

экспортные поставки российской электроэнергии без каких-либо дополнительных капитальных вложений в сетевые объекты.

В настоящее время они представлены следующими связями:

1. **ОЭС Северо-Запада** (через Ленинградскую и Псковскую энергосистемы) связана по шести ВЛ 330 кВ с энергосистемами Эстонии и Латвии. Изолированная Калининградская энергосистема связана с Литвой по трем линиям 330 кВ. Экспорт электроэнергии из ОЭС Северо-Запада по существующим связям с ОЭС Балтии может быть осуществлен при наибольшей передаваемой мощности в размере 1500 МВт, в том числе 300 МВт из Калининградской энергосистемы (Янтарьэнерго). Связь 330 кВ ОЭС Северо-Запада - ОЭС Беларуси, пропускной способностью 300 МВт, учитывается в качестве резервной к основной передаче из ОЭС Центра.
2. **ОЭС Центра** в настоящее время связана с энергосистемами Беларуси по двум ВЛ 330 кВ и одной ВЛ 750 кВ, Украины по пяти ВЛ 330 кВ, одной 500 кВ, одной 750 кВ и ППТ \pm 400 кВ, а также Казахстана по одной ВЛ 220 кВ. Пропускная способность сечения Центр - Беларусь (с учетом линии связи 330 кВ с ОЭС Северо-Запада) составляет 1200-1500 МВт. А пропускная способность сечения Центр - Украина составляет 1800 МВт.
3. **ОЭС Северного Кавказа** связана с энергосистемами Украины (одна ВЛ 500 кВ, одна ВЛ 330 кВ, три ВЛ 220 кВ, общей пропускной способностью 1700 МВт), Грузии (одна ВЛ 500 кВ, одна ВЛ 220 кВ – 400 МВт) и Азербайджана (одна ВЛ 330 кВ – 300 МВт).
4. **ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала и ОЭС Сибири.** ОЭС Средней Волги связана с ОЭС Казахстана по ВЛ в габаритах 500 кВ, пропускной способностью 380 МВт. ОЭС Урала и Сибири были связаны между собой по сетям 500-1150 кВ через

Казахстан в период 1970-1985 гг. по планам развития ЕЭС СССР. В настоящее время ОЭС Урала связана с Казахстаном по 1 ВЛ в габаритах 1150 кВ и 3 ВЛ 500 кВ и ОЭС Сибири по 1 ВЛ в габаритах 1150 кВ и 5 ВЛ 500 кВ. При параллельной работе и работе ВЛ 1150 кВ "Сибирь – Казахстан - Урал" на напряжении 500 кВ (в настоящее время отключена), пропускная способность сечения Урал – Казахстан составляет 1900 МВт, а сечения Сибирь – Казахстан - 1200 МВт.

Таким образом, по существующим в настоящее время связям со странами СНГ и Балтии можно передавать мощность в размере до 11 тыс. МВт. При необходимости увеличения объема передаваемой мощности на перспективу более 11 тыс. МВт могут рассматриваться следующие мероприятия:

1. В ОЭС Центра ввод третьего АТ 500/330 кВ мощностью 500 МВА на Смоленской АЭС позволит увеличить пропускную способность сечения Центр – Беларусь на 300 МВт, при вводе участка ВЛ 330 кВ в габаритах 750 кВ (Смоленская АЭС – Белорусская) пропускная способность данного сечения составит 1700-2400 МВт, а при вводе второй ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская - 2550 МВт. Сооружение ВЛ 750 кВ ПС Североукраинская – Чернобыльская АЭС, позволит усилить электрические связи ОЭС Центра с ОЭС Украины до 2500 МВт, при вводе ВЛ 750 кВ Металлургическая - Донбасс – до 3500 МВт.
2. Сооружение второй ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС-Центральная позволит увеличить пропускную способность сечения ОЭС Северного Кавказа – Грузия до 900 МВт.
3. Существует возможность перевода сечений ОЭС Урала – Казахстан и ОЭС Сибири – Казахстан, связанных по ВЛ в габаритах 1150 кВ, на номинальное напряжение. В этом случае, пропускная способность сечений может быть увеличена до 2400 МВт и до 3000-3500 МВт, соответственно.

2.2.2 Определение потребности в импорте российской электроэнергии стран Северной, Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы.

Еще с довоенных времен было положено начало процессу создания энергосистем и их последовательной интеграции в крупные национальные энергообъединения.

Такие межгосударственные энергообъединения были созданы и в Европе. К настоящему времени сформированы два крупнейших энергообъединения - UCTE и NORDEL.

В то же время активно продолжается формирование новых энергообъединений на основе крупнейшего в прошлом на Европейском континенте энергообъединения "МИР". Восточноевропейские страны, сформировавшие энергообъединение CENTREL, добились наибольшего прогресса.

Именно эти крупнейшие энергообъединения Европы могут представлять наибольший интерес для России в качестве потенциально возможных импортеров российской электроэнергии.

Энергообъединение UCTE (до 1999 г. - UCPTЕ) является крупнейшим в Европе. Оно образовано в 1951 г. и включает в себя 16 национальных энергосистем стран Западной Европы (Германия, Франция, Австрия, Швейцария, Бельгия, Босния-Герцеговина, Греция, Испания, Италия, Португалия, Люксембург, Югославия, Македония, Нидерланды, Словения, Хорватия).

Установленная мощность электростанций UCTE в 1995 г. составила 443 тыс. МВт (причем половину установленной мощности составили ТЭС и примерно по 25% пришлось на ГЭС и АЭС), а производство электроэнергии - 1853 млрд. кВт·ч [37].

Основными энергоресурсами электроэнергетики UCTE являются ядерное и твердое топливо (преимущественно каменный уголь) на долю которых приходится, соответственно, 38 и 28 %, а доля газа не превышает 8%. При этом энергообъединение не обеспечено собственными

энергоресурсами и примерно 50 % потребности электроэнергетики в топливе импортирует [62].

Почти все страны УСТЕ - независимо от наличия собственных энергоресурсов - полностью обеспечены собственной мощностью и электроэнергией.

Однако это обстоятельство не исключает взаимных обменов мощностью и электроэнергией из одних стран в другие. Взаимные перетоки энергии в УСТЕ обусловлены, в основном, рациональным использованием энергоресурсов путем покупки более дешевой энергии, а перетоки мощности — реализацией межсистемного эффекта.

В настоящее время суммарный обмен электроэнергией между странами (экспорт + импорт) достигает примерно 150 млрд. кВт·ч - около 10% их суммарного электропотребления. Основным экспортером электроэнергии, по-прежнему, остается Франция – 70 млрд. кВт·ч, а импортером – Италия - 37 млрд. кВт·ч (табл. 2.6) [118].

Таблица 2.6

Производство электроэнергии, электропотребление и сальдо экспорта – импорта в энергосистеме УСТЕ (1995 г.)

млрд. кВт·ч

Страны	Производство	Потребление ¹	Экспорт (-) / Импорт (+)
Бельгия	72,7	73,5	+ 4,1
Испания	154,0	159,0	+ 4,5
Франция	460,1	405,2	- 69,6
Италия	230,6	267,5	+ 37,4
Люксембург	1,2	6,0	+ 4,9
Нидерланды	78,0	90,0	+ 11,6
Португалия	28,6	29,5	+ 0,9
Германия	498,0	502,0	+ 4,7
Австрия	52,2	52,5	- 2,5
Швейцария	57,5	51,7	- 7,3
Греция	38,0	39,0	+ 0,8
Югославия	67,0	70,1	+ 0,7
Всего по УСТЕ	1737,9	1746,0	- 79,4 / + 69,6

¹ В электропотребление включен заряд ГАЭС

Как показывает вышеприведенная таблица почти все страны УСТЕ (за исключением Франции, Австрии и Швейцарии) импортируют электроэнергию. Однако по требованиям энергетической независимости и надежности, получение электроэнергии (сальдо) при этом не превышало 10% от собственного энергопотребления. Исключения составляют Люксембург, Италия и Нидерланды, в которых доля импорта электроэнергии в общем объеме собственного электропотребления составила 82, 14 и 13%, соответственно. Вероятно, ограничение импорта электроэнергии в европейских странах десятью процентами связано также и с экономическими интересами национальных энергосистем в сохранении достаточно высокого уровня производства собственной электроэнергии.

Характерной особенностью энергосистем УСТЕ является значительное развитие электрических сетей высокого напряжения, а это имеет большое значение для организации экспорта электроэнергии, так как при этом появляется возможность экспортировать электроэнергию в Европу из России по электропередачам большой мощности с последующим распределением потока электроэнергии между заинтересованными странами.

Объединение стран Северной Европы **NORDEL** (Финляндия, Исландия, Швеция, Норвегия, Дания) создано в 1963 г.

В 1995 г. установленная мощность электростанций энергообъединения составляла 84,8 тыс. МВт (56% — ГЭС, примерно 28% — ТЭС, 15 % — АЭС и около 1% — геотермальные станции). NORDEL имеет развитую электрическую сеть напряжением 110, 220 и 400 кВ. [37].

Национальные энергосистемы NORDEL, наряду с энергосистемами УСТЕ, также характеризуются полной обеспеченностью мощностью и электроэнергией, причем независимо от наличия собственных энергоресурсов. Исключение составляет лишь энергосистема Финляндии. Дефицит мощности здесь в настоящее время достигает примерно 500 МВт (обеспечивается электропередачей из России), а электроэнергии — 3,9 млрд. кВт·ч.

Между национальными энергосистемами NORDEL, как и в UCTE, также имеют место перетоки мощности и электроэнергии, обусловленные реализацией межсистемного эффекта и рациональным использованием энергоресурсов путем покупки более дешевой энергии. В 1995 г. суммарный обмен электроэнергией (экспорт + импорт) между континентальными странами объединения (Финляндия, Швеция, Норвегия, Дания) составил около 15 млрд. кВт·ч или примерно 4% от их суммарного электропотребления (374 млрд. кВт·ч). При этом энергообъединение получало из России 3,6 млрд. кВт·ч и экспортировало в Германию примерно 5,5 млрд. кВт·ч. Основными экспортёрами электроэнергии в NORDEL являются Норвегия и Швеция, а импортером – Финляндия. Дания и Исландия примерно сбалансированы по электроэнергии. При этом, как и в UCTE, импорт электроэнергии в любую из рассматриваемых стран не превышает 10% от ее собственного потребления, за исключением Дании, которая импортирует около 12 % от собственного энергопотребления и экспортирует столько же.

Определенные трудности для осуществления крупномасштабного импорта электроэнергии в NORDEL из России создают значительно меньшие, чем в UCTE, плотности электрических нагрузок. значительная неравномерность их размещения по территории, а также преобладание морских границ с Россией.

Важное географическое положение между Востоком и Западом занимает Союз CENTREL, созданный в 1992 г. как объединение стран Вышеградской группы (Венгрия, Польша, Словакия, Чехия).

Установленная мощность CENTREL в 1995 г. составила 57,9 тыс. МВт (около 82 % ТЭС, примерно 10 % ГЭС и 8 % АЭС).

В настоящее время суммарный обмен электроэнергией между странами энергообъединения (экспорт + импорт) CENTREL, а также Болгарии и Румынии при уровне электропотребления 356 млрд. кВт·ч достигает примерно 10 млрд. кВт·ч - около 3 % их суммарного электропотребления.

Основным экспортером электроэнергии, является Польша – 3 млрд. кВт·ч, а импортером – Словакия - 4 млрд. кВт·ч (табл. 2.7) [118].

Таблица 2.7

Производство электроэнергии, электропотребление и сальдо экспорта – импорта в энергосистеме CENTREL (1995 г.)

млрд. кВт·ч

Страны	Производство	Потребление ¹	Экспорт (-) / Импорт (+)
Венгрия	33,0	35,5	+ 2,2
Польша	139,0	136,2	- 3,1
Словакия	24,7	25,9	+ 4,2
Чехия	56,9	57,4	- 0,6
Всего по CENTREL	253,6	255,0	-3,7 / + 6,3
Болгария	41,8	42,0	- 0,2
Румыния	59,2	59,3	+ 0,1
Всего	354,6	356,3	- 3,9 / + 6,4

Как показывает вышеприведенная таблица в Словакии объем импортируемой электроэнергии составляет 16 % от собственного энергопотребления, а во всех остальных странах этот показатель, как и у большинства стран UCTE и NORDEL не превышает 10 %.

CENTREL имеет развитые электрические сети напряжением 220 - 400 кВ, а также связи с UCTE по линиям напряжением 220 и 380 кВ, суммарной пропускной способностью порядка 4 - 4,5 тыс. МВт. Это обстоятельство, а также удобное географическое положение CENTREL играют важную роль в организации крупномасштабного экспорта электроэнергии из России.

Таким образом, как показывает анализ энергообъединений европейских стран, существуют реальные предпосылки для организации крупномасштабного экспорта электроэнергии из России. Однако возможности экспорта во все три европейские энергообъединения (UCTE, NORDEL и CENTREL) будут во многом зависеть от развития электроэнергетики рассматриваемых стран.

¹ В электропотребление включен заряд ГАЭС

В 1996 году были исследованы долгосрочные (до 2020 г.) перспективы развития как национальных энергосистем, так и Европейского Союза (ЕС) в целом [60].

В частности, были предложены к рассмотрению четыре независимых сценария, различающиеся направлениями развития общей ситуации в мире и мировой торговли (ценами на энергоресурсы). Кроме того, эти сценарии имели различия в экономической, финансовой и налоговой политике стран ЕС, в их отношении к трудовым ресурсам, а также отличались темпами роста энергопотребления и цен на энергию, уровнями научно-технического прогресса в энергетике и ролью государства в управлении национальной энергетикой:

1. Традиционный (Т). "Традиционный" сценарий предполагает сохранение современного социально-экономического и политического положения и традиционного развития электроэнергетики.

2. Поле битвы (ПБ). Сценарий "Поле битвы" отражает более пессимистический прогноз, предполагающий медленный рост электропотребления, резкое увеличение цен на нефть, медленное внедрение технического прогресса, большая зависимость от импорта энергоресурсов.

3. Форум (Ф). Сценарий "Форум" предполагает успешную политику преобразований в организации международного рынка энергоресурсов. В данном сценарии предполагается стабильность мировых цен на энергоресурсы в сочетании с низкими темпами энергопотребления в странах Европейского Союза (ЕС). Основным, доминирующим топливом в отдаленной перспективе станет природный газ. Существенный вклад в энергетический баланс ЕС будут вносить возобновляемые и нетрадиционные виды энергии.

4. Гиперрынок (Г). В основу сценария "Гиперрынок" заложено предположение о быстром развитии процесса либерализации рынков. В рассматриваемом сценарии мировые цены на нефть будут расти, а зависимость от импорта нефти со Среднего и Ближнего Востока еще более

увеличиться. Страны ЕС будут стремиться к достижению своих собственных целей в экономике, что приведет к большей заинтересованности этих стран к сотрудничеству с восточными соседями, в том числе с Россией.

Основные параметры развития электроэнергетики стран ЕС в период до 2020 г. по каждому из 4-х рассматриваемых сценариев приведены в табл. 2.8

Таблица 2.8

Основные параметры развития электроэнергетики стран ЕС.

№ сценария	Источники энергии	Производство электроэнергии, млрд. кВт ч.				Установленная мощность, млн. кВт			
		1995г.	2000г.	2010г.	2020г.	1995г.	2000г.	2010г.	2020г.
1(Т)	Всего, в т.ч.:	2309,8	2531,6	2882,1	3171,0	552,8	606,7	644,2	688,7
	АЭС	813,5	836,8	757,1	559,5	120,0	124,0	117,9	85,5
	ГЭС	302,5	319,4	339,0	359,6	89,9	93,3	99,2	105,2
	ТЭС ¹	1190,0	1366,9	1769,9	2226,0	315,0	358,1	391,4	456,6
	Солнечные, ветровые ЭС	3,7	8,0	16,2	25,9	2,6	4,4	8,0	12,3
	ГАЭС	—	—	—	—	25,4	26,9	27,8	29,0
2(ПБ)	Всего, в т.ч.:	2308,0	2561,7	2691,0	2936,3	553,3	615,9	627,3	651,5
	АЭС	818,0	844,8	830,9	786,1	120,5	124,7	122,9	115,7
	ГЭС	298,6	313,5	332,4	352,5	89,9	93,3	99,2	105,2
	ТЭС ¹	1187,6	1395,7	1511,7	1722,2	315,0	366,8	369,6	389,5
	Солнечные, ветровые ЭС	3,7	7,8	15,9	25,6	2,6	4,2	7,8	12,1
	ГАЭС	—	—	—	—	25,4	26,9	27,8	29,0
3(Ф)	Всего, в т.ч.:	2304,0	2451,0	2746,1	3119,1	553,0	610,7	678,9	733,6
	АЭС	812,3	834,7	928,6	1142,0	119,7	123,8	137,9	163,8
	ГЭС	298,6	313,2	333,2	354,2	89,9	93,3	99,3	105,4
	ТЭС ¹	1188,4	1290,1	1446,1	1557,2	315,0	359,9	396,1	405,0
	Солнечные, ветровые ЭС	4,6	12,9	38,3	65,6	3,1	6,8	17,7	30,3
	ГАЭС	—	—	—	—	25,4	26,9	27,8	29,0

¹ Включая ТЭС на биомассе

№ сценария	Источники энергии	Производство электроэнергии, млрд. кВт ч.				Установленная мощность, млн. кВт			
		1995г.	2000г.	2010г.	2020г.	1995г.	2000г.	2010г.	2020г.
4(ГР)	Всего, в т.ч.:	2312,1	2550,2	3009,9	3384,5	552,8	607,1	649,7	723,7
	АЭС	814,1	838,0	777,3	534,2	120,0	124,0	115,2	80,3
	ГЭС	298,6	313,6	332,1	352,1	89,9	93,3	99,2	105,2
	ТЭС ¹	1195,6	1390,8	1884,5	2472,6	315,0	358,8	399,8	497,1
	Солнечные, ветровые ЭС	3,7	7,8	15,9	25,6	2,6	4,2	7,8	12,1
	ГАЭС	—	—	—	—	25,4	26,9	27,8	29,0

Для обеспечения растущей потребности в электроэнергии и замещения демонтируемого оборудования в странах ЕС потребуются значительные (400 - 500 тыс. МВт) вводы энерго мощностей. Это обусловлено тем, что в период с 1995 по 2020 гг. должны быть выведены из эксплуатации порядка 300 тыс. МВт мощности оборудования, отработавшего свой расчетный срок (табл.2.9) [37].

Таблица 2.9

Вводы энерго мощностей по различным сценариям.

Показатели	Номер сценария			
	1	2	3	4
Мощность, всего, тыс. МВт	456,0	418,8	502,0	491,9
в том числе:				
АЭС	41,9	72,1	120,4	36,7
Традиционные ТЭС	115,7	109,2	78,5	117,9
ПГЭС	155,9	127,7	141,2	219,6
Новые угольные и мазутные ЭС	36,7	18,5	5,0	9,2
ТЭЦ	48,4	37,4	56,4	51,7
ЭС на биомассе	19,1	16,8	38,7	16,5
Топливные элементы	5,1	4,3	10,2	7,4
Возобновляемые	29,2	29,0	47,5	29,0
в том числе:				
ГЭС	16,9	16,9	17,1	16,9
из них ГАЭС	3,9	3,9	3,9	3,9

Введение дополнительных энерго мощностей предполагается осуществлять, в основном, за счет использования нового, усовершенствованного оборудования, имеющего улучшенные технические.

экономические и экологические характеристики, а также за счет новых видов оборудования с использованием нетрадиционных энергоресурсов (биомасса и др.) и возобновляемых видов энергии (ветер, солнце и др.).

Как видно из табл. 2.9, наиболее сильные вариации по сценариям характерны для ввода мощностей АЭС и ПГЭС. Существенно варьируется и использование газа на электростанциях. Тем не менее, во всех случаях объемы потребления газа существенно увеличиваются - от 42 млн. т нефтяного эквивалента в 1994 г. до 159-294 млн. т к 2020 г.

На основании различных вариантов развития электроэнергетики стран ЕС до 2020 г., сформированы соответствующие сценарные прогнозы развития энергообъединений UCTE (табл. 2. 10) и NORDEL (табл. 2.11) [37]. Эти таблицы наглядно иллюстрируют сценарии развития, максимально описывающие всю область возможного изменения объема и структуры производства электроэнергии до 2020 г.

Таблица 2. 10

Прогноз развития энергообъединения UCTE

Показатели	1995 г. (отчет)	прогноз		
		2000 г.	2010 г.	2020 г.
Электропотребление, млрд. кВт·ч	1663,0	1870,9-1937,9	2094,5-2292,5	2396,1-2602,8
Уст. мощность, тыс. МВт.	416,6	470,7-474,9	504,5-529,5	565,5-570,7
АЭС	97,5	102,8	99,0-115,8	74,3-131,0
ГЭС и ГАЭС	103,4	117,3	124,2-124,3	130,6-130,8
ТЭС и прочие	215,7	274,0-278,3	305,6-313,7	334,3-386,0
Выработка, млрд. кВт·ч	1670,9	1859,0-1926,6	2076,5-2276,1	2377,1-2582,7
АЭС	622,9	674,5-676,4	651,8-754,6	487,5-852,1
ГЭС и ГАЭС	253,8	257,4-257,8	272,1-273,2	286,3-288,4
ТЭС и прочие	794,2	927,1-992,4	1048,7-1352,2	1236,6-1808,9
Расход топлива, млн. т	266	295,5-322,2	298,9-404,2	308,6-473,9
Уголь	162	113,8-141,8	86,0-147,4	60,6-120,3
Жидкое топливо	47	62,4-72,3	40,6-49,6	24,8-26,0
Газ	46	97,8-106,7	138,4-195,7	171,6-301,4
Прочие виды	11	11,3-11,5	20,5-24,9	27,5-50,4

Таблица 2.11

Прогноз развития энергообъединения NORDEL

Показатели	1995 г. (отчет)	прогноз		
		2000 г.	2010 г.	2020 г.
Электропотребление, млрд. кВт·ч	374	392,3-407,8	429,0-458,2	451,0-473,2
Установленная мощность, тыс. МВт.	84,8	93,7-95,4	106,5-112,4	112,5-120,9
АЭС	12,3	12,3	9,8-10,8	2,2-13,0
ГЭС и ГАЭС	47,2	49,0	53,3	58,0
ТЭС и прочие	25,3	32,4-34,1	43,4-48,4	49,9-52,3
Выработка, млрд. кВт·ч	375,8	399,1-414,7	433,1-462,2	452,5-474,3
АЭС	89,1	97,1-97,4	78,5-86,8	18,1-103,4
ГЭС и ГАЭС	207,0	207,6	214,4	222,3
ТЭС и прочие	79,7	94,1-109,9	132,0-169,4	126,8-233,9
Расход топлива, млн. т условного топлива	9,2	14,8-17,6	18,0-25,8	16,2-33,2
Уголь	6,8	6,4-9,4	2,6-10,6	1,2-9,5
Жидкое топливо	0,5	1,9-2,3	1,4-2,2	0,6-2,9
Газ	1,0	3,7-4,5	5,7-8,2	4,3-14,6
Прочие виды	0,8	2,1-2,3	4,8-8,3	6,3-10,1

Прогноз развития энергообъединения CENTREL до 2010 г. был разработан в 1995 г. группой экспертов UNIPEDE. Экспертная оценка возможных направлений развития CENTREL до 2020 г. была выполнена ИНЭИ РАН. При этом, было принято допущение, что структура электростанций, в основном, сохранится такой же, как и до 2010 г., а темпы роста электропотребления будут снижаться (табл. 2.12) [37].

Таким образом, по всем трем рассматриваемым энергообъединениям развитие энергетики в целом может обеспечить потребности европейских стран в электроэнергии. Однако, это вовсе не исключает взаимодействия с другими энергообъединениями, в том числе и с ЕЭС России с целью реализации межсистемных эффектов и рационального использования более

дешевой энергии. К тому же, по предварительным оценкам, дефицит энергоресурсов в странах Европы в период до 2020 г. может составить порядка 70% [62]. Именно этим и будет продиктована необходимость импорта энергоресурсов, в том числе для нужд электроэнергетики. Однако, исходя из вышеприведенных соображений по поводу национальной безопасности, потенциальная емкость рынка электроэнергии в основных энергообъединениях Европы оценивается не более, чем 10 % собственного электропотребления, что составляет порядка 200-300 млрд. кВт·ч в год.

Таблица 2.12

Прогноз развития энергообъединения CENTREL

Показатели	1995 г. (отчет)	прогноз		
		2000г.	2010г.	2020 г.
Электропотребление, млрд. кВт·ч	238,9	281,1	353,2	425,4
Установленная мощность, тыс. МВт	57,9	63,9	76,1	88,3
АЭС	5,0	7,7	7,4	7,1
ГЭС и ГАЭС	6,2	6,7	6,9	7,1
ТЭС и прочие	46,7	49,5	61,8	74,0
Выработка, млрд. кВт·ч	253,6	284,2	355,9	427,6
АЭС	37,0	51,7	54,8	57,9
ГЭС и ГАЭС	10,8	9,7	10,5	11,3
ТЭС и прочие	205,8	222,8	290,6	358,4

Дополнительным аргументом в пользу экспорта электроэнергии из России в европейские страны служит наличие электрических связей ЕЭС России с энергосистемами NORDEL и CENTREL (через ОЭС Украины, Молдовы и Беларуси).

В настоящее время связи ЕЭС России с энергосистемой NORDEL представлены следующими сетевыми объектами:

- вставка постоянного тока 330/400 кВ в г. Выборге мощностью 1420 МВт.
- ВЛ 110 кВ ГЭС 11 (Ленэнерго) – Иматра, связывающая с Финляндией выделенные генераторы Светогорской и Лесогорской ГЭС (94 МВт);

- ВЛ 110 кВ ГЭС IV (Колэнерго) – Ивало, для питания выделенной нагрузки (34 МВт).

Связи ЕЭС России с энергосистемой CENTREL, а также с ОЭС Болгарии и Румынии, через ОЭС Украины, Молдовы и Беларуси представлены в табл.2.13[138]

Таблица 2.13

Перечень существующих связей 220-400-750 кВ с европейскими странами

	Напря- жение, кВ	Пропускная способность ЛЭП, МВт
1. Альбертирша (Венгрия) - Зап. Украинская (Украина)	750	2000
2. Исакча (Румыния) - Юж. Украинская (Украина)	750	2000
3. Жешуф (Польша) - Хмельницкая (Украина)	750	2000
4. Шайосегед (Венгрия) - Мукачево (Украина)	400	800
5. Рошиори (Румыния) - Мукачево (Украина)	400	800
6. Вулканешты (Молдова) - Добруджа (Болгария)	400	1000
7. Велике Капушаны (Словакия) – Мукачево (Украина)	400	800
8. Замосць (Польша) - Добротворская (Украина)	220	150
9. Кишварда (Венгрия) - Мукачево (Украина)	220	150
10. Тисалек (Венгрия) - Мукачево (Украина)	220	150
11. Россь (Беларусь) - Белосток (Польша)	220	150
Суммарная пропускная способность ЛЭП, МВт		10000

Следует отметить, что в настоящее время эти электрические связи практически не используются.

Для увеличения поставок электроэнергии из России в страны NORDEL, а также для возобновления экспорта в CENTREL и организации поставок электроэнергии в UCTE через CENTREL, могут рассматриваться следующие варианты:

1. ЕЭС России – NORDEL:

– выделение на синхронную работу с энергосистемой Финляндии (NORDEL) блока ПГУ - 450 МВт Северо-Западной ТЭЦ (Ленэнерго);

– установка КВПУ-5 335 МВт на ВПТ в г. Выборге или реконструкция первых четырех блоков с увеличением их мощности на 20-30 %. В обоих случаях мощность ВПТ составит около 1800 МВт;

- увеличение передачи из Колэнерго от ГЭС Пазского каскада с реконструкцией сетей 110 кВ и выделением дополнительных генераторов, а также от Иовской ГЭС с сооружением новой ВЛ 150 кВ. Суммарная передача мощности составит около 200 МВт;

- сооружение передачи 330/400 кВ "Кольская АЭС – Кума – Пирттикоски" (Финляндия) с ВПТ мощностью 710 (600) МВт;

- сооружение кабельной линии постоянного тока ± 400 кВ Россия – Финляндия через Финский залив, пропускной способностью 1000 МВт.

2. ЕЭС России – TESIS (UCTE- CENTREL). Здесь возможны различные способы организации экспорта электроэнергии из России:

- выделение генерирующей мощности для работы с энергосистемами CENTREL собственных электростанций в Калининградской системе (Янтарьэнерго) или арендуемых у Беларуси, Украины, Молдовы;

- сооружение вставок постоянного тока (ВПТ) на связях ОЭС Беларуси, Молдовы и стран Балтии с энергосистемами CENTREL;

- сооружение многоподстанционной передачи постоянного тока ± 500 кВ (МППТ) с передачей мощности 2000-4000 МВт Россия-Беларусь-Литва-Калининград (Россия) – Польша –Германия;

- переход на синхронную работу с объединением TESIS.

Так как Россия не имеет общих границ со странами, входящими в энергообъединение TESIS, за исключением изолированной Калининградской области, взаимодействие с этими странами при организации экспортных потоков возможно только по двум направлениям: через Украину и Беларусь.

Что касается предпочтительности направлений экспортных потоков из России в Западную Европу через Беларусь или Украину, то оба направления имеют свои преимущества и недостатки.

ОЭС Украины имеет сильные связи 220-400-750 кВ с энергосистемами Словакии, Польши, Венгрии, Румынии, а через эти страны и Молдову имеет также выход на Чехию, Болгарию, Австрию, Грецию и Югославию.

Большинство указанных стран не обеспечено в полной мере энергоресурсами и может рассматриваться в качестве потенциальных импортеров. Трудности организации экспорта по украинскому направлению связаны с несбалансированностью топливно-энергетического комплекса Украины и нарастающим дефицитом мощности в ОЭС. Восстановление нормальной параллельной работы с ЕЭС России, а в последующем – переход на синхронную работу с TESIS, потребуют значительных капиталовложений на развитие атомной энергетики и постоянных расходов на покрытие дефицита топлива.

С ОЭС Беларуси все последние годы осуществлялась устойчивая параллельная работа через ОЭС Северо-Запада и Центра. В отличие от Украины, ОЭС Беларуси связана в настоящее время только с энергосистемой Польши по одной линии 220 кВ и по двухцепной ВЛ 110 кВ. Поэтому увеличение объема передаваемой мощности в сторону Польши из Беларуси потребует строительства новых линий 400 кВ между энергосистемами, а также реконструкции и строительства новых сетей в Беларуси, усиления связи Россия - Беларусь, что будет связано со значительными капитальными затратами. Также возможен вариант установки ВПТ на границе Беларуси и Польши. Польша не предусматривает в перспективе импорта электроэнергии из Беларуси и России, полностью обеспечивая свои потребности от собственных электростанций. Поэтому функции Польской энергосистемы будут связаны только с транзитом российско-белорусской электроэнергии до границы с Германией на западе. Это также потребует усиления сетей в Польше.

С учетом приведенных соображений относительно условий передачи экспортных потоков через Беларусь и Украину, представляется целесообразным рассматривать в перспективе оба направления, что позволит более гибко реагировать на конъюнктурные предложения и требования рынка электроэнергии в Западной Европе. Таким образом, в настоящее время по существующим связям можно передавать около 50 млрд. кВт·ч, а с учетом

сооружения новых электрических связей – около 100 млрд. кВт·ч, что составляет всего 30 % от выявленной потребности европейских стран в импорте российской электроэнергии.

2.2.3 Определение потребности в импорте российской электроэнергии стран Азии

Россия граничит со странами Азии либо непосредственно – с Монголией, Китаем, Северной Кореей, либо имеет с ними общие морские границы – с Турцией, Ираном, Японией. Через центральноазиатские страны СНГ могут рассматриваться электрические связи России с Афганистаном, Пакистаном, Индией.

В силу экономических причин и в связи с большими размерами территорий в азиатском регионе пока не имеется каких-либо энергетических объединений или союзов по типу европейских. Однако современное состояние энергетики и ее интенсивное развитие в таких странах как Турция, Китай, Япония может предполагать создание в перспективе энергообъединений в регионах Черного моря, Ближнего Востока и Дальнего Востока, что предопределяет заинтересованность России в расширении связей с указанными странами в области электроэнергетики, включая и экспорт электроэнергии.

Из стран Азии наиболее крупными импортерами российской электроэнергии могут стать Китай и Япония.

Так, китайская сторона проявляла заинтересованность в импорте российской электроэнергии в объеме 15-18 млрд. кВт·ч для покрытия дефицита южной части Северо-Восточной энергосистемы после 2005 г. [117].

Свободная емкость рынка электроэнергии в северных районах Японии может появиться в 2010 г. При минимальном варианте электропотребления в Японии она невелика и составляет 12 млрд. кВт·ч. При максимальном же варианте емкость превышает 100 млрд. кВт·ч. На уровне 2020 г. емкость северных энергосистем Японии даже при минимальном варианте электропотребления составляет существенную величину, превышая 50 млрд.

кВт·ч. Учет демонтажа оборудования, исчерпавшего свой срок эксплуатации, несколько повысит полученные оценки [122].

Помимо Китая и Японии в импорте электроэнергии на перспективу до 2020 г. будут заинтересованы и такие азиатские страны как Монголия, Турция, Индия, Северная Корея.

Свободная емкость рынка Центральной энергосистемы Монголии оценивается в [116] примерно в 1 млрд. кВт·ч в 2010 г. и 2,4 млрд. кВт·ч в 2020 г. Однако, по мнению представителей Иркутскэнерго строительство новых ЛЭП может оказаться невыгодным при привлечении заемного капитала, поскольку собственных средств не хватает [121]. Поэтому объем экспорта в эту страну останется на уровне 0,5-0,7 млрд. кВт·ч.

В настоящее время энергосистема Турции дефицитна. Экспорт российской электроэнергии через страны Закавказья на восток Турции позволит повысить надежность энергоснабжения потребителей этой части энергосистемы Турции, а также осуществить передачу российской электроэнергии в центральную часть энергосистемы. По оценочным данным специалистов Грузинского НИИ Энергетики величина электроэнергии, которую может принять до 2005 г. энергосистема Турции эквивалентна 600 МВт мощности в течении 6000-7000 часов на протяжении года, что составит 3,6 - 4,2 млрд. кВт·ч в год. После 2005 г. величина экспортируемой мощности может увеличиться до 1000-2000 МВт. [118].

Информация о необходимости импорта электроэнергии в Индию отсутствует, но, учитывая большие размеры потребности Индии в мощности и энергии и возможное отставание вводов собственных энергетических мощностей, можно оценить эффективность транспорта энергии из Сибири. При этом представляется, что объемы транспорта могут быть весьма значительными. Россия не имеет государственной границы с Индией, но "Сибэнергосетьпроект" выполнена оценка возможной трассы линии электропередачи ОЭС Сибири - Индия, которая может пройти по территории 5-и государств: Россия, Казахстан, Кыргызстан, Китай, Индия.

Общая протяженность ВЛ составит до возможной приемной точки порядка 2800 км, из которых 1000 км пройдет по горной местности. Учитывая экспортный потенциал Сибири и масштабы дефицита Индии, мощность единичной передачи может рассматриваться в размере 5-6 тыс. МВт [81].

Дефицит электроэнергии в Северной Корее в 1997 г. оценивался в 5-10 млрд. кВт·ч. Ранее рассматривались варианты экспорта электроэнергии из ОЭС Востока в Северную Корею по передачам постоянного тока или с использованием вставок постоянного тока. В настоящее время Северная Корея из-за своего тяжелого экономического положения не возобновляет переговоры об экспорте электроэнергии из России. Однако потребность в российской электроэнергии в Северной Корее очевидна. Следует отметить, что экспорт электроэнергии из России в Северную Корею будет затруднен как по техническим причинам (в энергосистеме используется частота 60 Гц), так и по экономическим условиям (отсутствие достаточных валютных ресурсов).

Электроэнергетика Южной Кореи характеризуется достаточно высоким уровнем развития [158]. Сопоставляя данные по намечаемой выработке существующих и предполагаемых к сооружению электростанций и перспективное электропотребление Южной Кореи видно, что потребность в российской электроэнергии в стране в период до 2005г. маловероятна.

Таким образом, обзор состояния азиатского рынка показывает, что на перспективу он будет достаточно ёмким. Однако, учитывая то, что передача электроэнергии в больших количествах в азиатские страны, такие как Китай и Япония, будет связана с сооружением технически сложных и дорогостоящих проектов воздушных и кабельных линий электропередачи постоянного тока, их реализация, очевидно, будет возможной не ранее чем к 2015 – 2020 гг. На ближайшую же перспективу, возможна организация экспорта электроэнергии в Турцию, с которой Россия имеет электрические связи через энергосистему Грузии.

Существующие связи ЕЭС России с энергосистемами азиатских стран представлены ниже:

1. Россия (ОЭС Северного Кавказа) – Грузия – Турция, пропускной способностью 300 МВт.

2. Россия (ОЭС Востока) – Китай. В настоящее время с районами Китая имеются только две линии связи из Амурской энергосистемы, работающие на напряжении 110 кВ пропускной способностью 140 МВт.

3. Россия (ОЭС Сибири) – Монголия. С Монголией связана Бурятская энергосистема (по двум ВЛ 220 кВ), Читинская энергосистема (по одной ВЛ 220 кВ) и Красноярская энергосистема (по двум ВЛ 110 кВ), общей пропускной способностью 350 МВт.

Как мы видим, существующих связей явно недостаточно для организации крупномасштабного экспорта электроэнергии из России. Поэтому необходимо сооружение новых электрических связей. В качестве таковых могут рассматриваться следующие варианты:

1. Сооружение кабельной линии постоянного тока Россия – Турция по дну Черного моря, пропускной способностью 1000-2000 МВт.

2. Строительство ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС (Россия) – Харбин (Китай), пропускной способностью 600 МВт.

3. Сооружение 2-х ППТ ± 500 кВ (± 600 кВ) Братск (Россия) – Пекин (Китай) и Канск (Россия) – Шеньян (Китай), общей пропускной способностью 4000 – 6000 МВт.

4. Энергомост Россия – Япония: ППТ ± 500 кВ (± 750 кВ), пропускной способностью 6000 МВт.

При реализации вышеперечисленных мероприятий по этим связям можно будет передавать свыше 15 тыс. МВт и около 77,5 млрд. кВт·ч.

Проведенные исследования выявили наличие достаточно емкого рынка электроэнергии и мощности у стран – потенциальных импортеров российской электроэнергии. Полученные результаты представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14

Возможные объемы экспорта российской электроэнергии в зарубежные страны из России на 2005 - 2020 гг.

	млрд. кВт·ч			
	Потребность в импорте электроэнергии			
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Страны СНГ всего,	19-24,5	21-26,5	24,5-33	27,5-39
в т.ч. - Беларусь	6-7	7-8	8-10	9-11
- Украина	5-6	6-7	6-7	8-12
- Казахстан	5-8	5-8	7-10	7-10
- Закавказье	3-3,5	3-3,5	3,5-6	3,5-6
Страны Балтии	1-5	1-5	5-10	5-10
Страны Европы всего	254-284	284-310	309-326	325-350
в т.ч. - Восточная Европа	28-32	32-35	35-39	39-43
- Западная Европа	187-209	209-229	229-240	240-260
- Северная Европа	39-43	43-46	45-47	46-47
Страны Азии всего	9,2-15	39-48	89,4-150,4	93,4-154,4
в т.ч. - Турция	3,6-4,2	6-7	12-14	16-18
- Индия	-	-	5-6	5-6
- Монголия	0,5-0,7	1	2,4	2,4
- Китай	0,1	15-18	15-18	15-18
- Северная Корея	5-10	5-10	5-10	5-10
- Япония	-	12	50-100	50-100
Потребность в импорте, всего	283,2-328,5	345-389,5	427,9-519,4	450,9-553,4

Таким образом, в рассматриваемый период до 2015 г. потребность в импорте электроэнергии предполагается в размере 430-520 млрд. кВт·ч, а на уровне 2020 г. эта величина может возрасти до 550 млрд. кВт·ч. Схема предполагаемых экспортных потоков электроэнергии из России в зарубежные страны представлена в Приложении, рис. П.1.

Однако наличие потребности в российской электроэнергии не является достаточным условием для организации крупномасштабного экспорта электроэнергии из России. Для этого необходимо наличие достаточного экспортного потенциала российской электроэнергетики не только в настоящее время, но и на перспективу, что предопределяет необходимость исследования современного состояния и перспектив развития электроэнергетики России.

2.3. Анализ современного состояния и перспективы формирования экспортного потенциала электроэнергетики России на период до 2015 г.

Как уже отмечалось в предыдущей главе, российская электроэнергетика в настоящее время, благодаря снижению объемов внутреннего энергопотребления, имеет потенциальные возможности для значительного увеличения экспорта электроэнергии. При максимальной нагрузке (по централизованной зоне энергоснабжения России в 2001 г. она составила 139 тыс. МВт) и необходимом резерве мощности – 21-22 тыс. МВт (15-16% от максимума нагрузки) избытки мощности составили 9-10 тыс. МВт (4-5% от установленной мощности) [81]. В настоящее время установленная мощность электростанций России составляет около 215 тыс. МВт (рис. 2.4), из них 9 тыс. МВт - это мелкие, в основном дизельные ЭС, работающие на собственную нагрузку. Установленная мощность электростанций ЕЭС России составляет около 206 тыс. МВт. Однако, используемая в балансе мощность не превышает 170 тыс. МВт. Основные показатели развития электроэнергетики России за последние 10 лет представлены в Приложении табл. П.2.1.



Рис. 2.4

Следует отметить, что развитие электроэнергетики России на современном этапе характеризуется наличием ряда серьезных проблем, осложняющих и ограничивающих не только возможность экспорта, но и эффективное функционирование ЕЭС.

Так, балансы мощности и электроэнергии ЕЭС России продолжают оставаться достаточно напряженными, что связано с проблемами топливообеспечения электростанций, а также неравномерным территориальным размещением генерирующих источников и потребителей электроэнергии при недостаточном развитии электрических сетей. При отсутствии дефицита мощности в целом по ЕЭС России, во всех регионах страны имеют место ограничения потребления и отключения электрической мощности потребителям, связанные с неплатежами за потребляемую электроэнергию. Наиболее сложными территориями с точки зрения энергоснабжения остаются регионы Северного Кавказа и Дальнего Востока.

В производственной области нарастает процесс физического и морального старения генерирующего и электросетевого оборудования. В 2001 г. достигли предельной наработки 34 тыс. МВт или 16% мощности электростанций России, в том числе ГЭС – 22 тыс. МВт, ТЭС – 12 тыс. МВт. В дальнейшем ситуация со старением основного энергетического оборудования будет ухудшаться: так к 2005 г. 74 тыс. МВт, а к 2010 г. 104 тыс. МВт или около 50% действующего в настоящее время оборудования ТЭС и ГЭС выработает свой ресурс. К 2015 г. парковый ресурс выработают 125 тыс. МВт мощностей ТЭС и ГЭС. Не менее остро эта проблема стоит в электрических и тепловых сетях. Уже сейчас 9 тыс. км ВЛ 110-220 кВ и подстанции общей мощностью 8,5 млн. кВА отработали расчетный срок службы [81].

Сохранение и развитие достаточного экспортного потенциала российской электроэнергетики на перспективу во многом будет зависеть от возможных сценариев развития электроэнергетики России в будущем, которые, в свою очередь, будут определяться темпами и сроками подъема

экономики страны, возможностями формирования благоприятных инвестиционных условий в электроэнергетике и смежных с ней областях, а также с осуществлением структурных реформ в электроэнергетике, направленных на развитие рыночных отношений. Возможность осуществления экспортных поставок будет напрямую связана с обеспечением стабильных поставок топлива на электростанции, со своевременным проведением технического перевооружения устаревшего энергооборудования, с повышением эффективности производства электроэнергии за счет внедрения новых технологий. В то же время рост экспортных поставок российской электроэнергии будет определяться также сроками и условиями реализации инвестиционных проектов по сооружению специальных экспортных электростанций, возможно на долевой основе с участием иностранных инвесторов.

Для оценки перспектив формирования экспортного потенциала, в данной работе рассмотрен диапазон возможных вариантов развития электроэнергетики России:

1. Максимальный вариант развития электроэнергетики России на период до 2015 г. с уровнем возможного спроса на электроэнергию по стране около 1315 млрд. кВт·ч.
2. Средний вариант – с уровнем возможного спроса на электроэнергию по России около 1100 млрд. кВт·ч.
3. Минимальный вариант – с уровнем возможного спроса на электроэнергию по России около 980 млрд. кВт·ч.

Предложенные варианты спроса на электроэнергию соответствуют следующим среднегодовым темпам развития экономики страны: $\approx 5,5\%$ в год для максимального варианта, $\approx 3,5\%$ в год для среднего варианта и $\approx 1,5\%$ в год для минимального варианта.

Динамика потребления электроэнергии по различным вариантам развития экономики страны представлена на рис. 2.5.



Рис. 2.5

При принятых для различных сценариев развития экономики уровнях электропотребления потребность в установленной мощности электростанций России определена суммой следующих показателей:

1. Величина совмещенного максимума электрической нагрузки ОЭС, входящих в ЕЭС России, и абсолютных максимумов изолированно работающих энергосистем и энергорайонов (без учета экспорта).

2. Величина нормируемого расчетного резерва мощности в течение всего рассматриваемого периода (до 2015 г.) в размере 15-16% от максимума нагрузки.

3. Величина мощности, не участвующей в покрытии годового максимума нагрузки вследствие разрывов мощности на электростанциях, связанных с техническим состоянием оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов, недостаточной производительностью охлаждающих систем, использованием непроектного топлива на электростанциях, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС и др. Кроме того, часть мощности вводится после прохождения максимума нагрузки и не участвует в его покрытии. Суммарная величина мощности, не участвующей в покрытии годового суммарного максимума нагрузки по России (централизованная

зона), оценивается примерно в 9, 7 и 6 % от максимума нагрузки в 2005, 2010 и 2015 гг. соответственно.

4. Величина мощности ГЭС, недоиспользованная из-за малой водности в максимум нагрузки, который приходится на зимний период. При намечаемых масштабах развития ГЭС и ГАЭС, величина недоиспользованной мощности на них в час прохождения максимума составит 14,6 тыс. МВт в 2005 и в 2010 гг. и 13 тыс. МВт в 2015 г.

5. Величина запертой мощности, связанной с системными ограничениями из-за недостаточного развития электрических сетей, которая оценивается в 0,55 тыс. МВт на уровне 2005 и в 0,4 тыс. МВт на уровне 2010г.

При определении потребности в установленной мощности учтено сокращение разрывов мощности на действующем оборудовании электростанций в размере 8 тыс. МВт на уровне 2015 г. Дальнейшее снижение разрывов мощности требует больших капитальных вложений и возможно только при замене всего устаревшего парка энергетического оборудования, реконструкции турбин типа Р и осуществлении высокочрезвычайных мероприятий, связанных с повышением отметок водохранилищ вблизи отдельных ГЭС, что требует согласования с региональными органами власти.

С учетом приведенных факторов и установленной мощности децентрализованных электростанций (9 тыс. МВт на весь рассматриваемый период), потребность в генерирующей мощности по России в целом оценивается: в 2005 г. – 204-222 тыс. МВт, в 2010 г. – 206-246 тыс. МВт, в 2015 г. – 210-275 тыс. МВт (см. Приложение, табл. П.2.2.) в зависимости от варианта развития.

При определении потребности в генерирующей мощности необходимые вводы ее на электростанциях значительно зависят от выбранной политики реконструкции и технического перевооружения действующих электростанций в связи с физическим износом их оборудования.

Структурная характеристика генерирующих мощностей зависит от условий формирования топливно-энергетического баланса страны и режима использования различного типа электростанций в суточном, сезонном и годовом разрезе.

Стратегические направления развития электроэнергетики на рассматриваемую перспективу по разработкам "Стратегии развития электроэнергетики России на период до 2020 г." [145] определены следующими основными положениями:

1. Техническое перевооружение действующих электростанций за счет замены оборудования является экономически более эффективным, чем развитие новых электростанций разного типа.

2. При сооружении новых электростанций наиболее эффективны ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-КЭС, но "запас эффективности" этих электростанций по сравнению с альтернативными новыми электростанциями (АЭС, КЭС и ТЭЦ на угле) меняется в территориальном разрезе, увеличиваясь в направлении роста цен газа (т.е. с востока на запад). Однако, из-за ограниченности ресурсов газа для ТЭС и необходимости использования этого экологически чистого топлива, в первую очередь, для нужд теплоснабжения, приходится вынужденно сокращать расход газа на конденсационную выработку электроэнергии. Поэтому принципиальная схема использования газа на КЭС, даже при условии их переоборудования в ПГУ-КЭС на существующих площадках, состоит в их ориентации в перспективе на все более переменный режим работы.

3. При базисном режиме использования новых электростанций, в большинстве районов европейской части страны к ПГУ-КЭС наиболее близки по эффективности атомные электростанции, а на Урале – угольные КЭС и ТЭЦ с котлами ЦКС. Поэтому в целях обеспечения энергетической безопасности на длительную перспективу, в европейском регионе рекомендуется развитие базисных генерирующих мощностей на базе наиболее надежной, "смешанной" структуры генерирующих мощностей по

типам электростанций и видам используемого на них топлива. В соответствии с этим, в каждой ОЭС базисные электростанции рекомендуется ориентировать на использование не менее двух энергетических ресурсов. Так, западные районы европейской части страны, характеризующиеся наиболее высокими ценами на органическое топливо, должны ориентироваться на дальнейшее развитие АЭС и ТЭС на газе (Северо-Запад, Северный Кавказ), районы Средней Волги, Урала и Дальнего Востока – в основном, на сочетание угольных ТЭС и АЭС, несмотря на то, что в этих районах АЭС несколько менее эффективны, чем угольные КЭС. В самом мощном, условно "балансирующем" объединении – ОЭС Центра, по-видимому, целесообразна даже ориентация на три энергоресурса: ядерное топливо, газ и уголь. В Сибири, где сосредоточены основные запасы гидроресурсов и угля, электростанции, в основном, должны ориентироваться на продолжение их использования.

С учетом отработки генерирующим оборудованием паркового ресурса и ростом потребности в установленной мощности, дефицит мощности к 2015г. достигнет 122-187 тыс. МВт. (табл.2.15)

Таблица 2.15

Потребность в установленной мощности с учетом выработки генерирующим оборудованием паркового ресурса.

	тыс. МВт.		
	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Потребность в установленной мощности:			
– максимальный вариант	222	246	275
– средний вариант	212	223	233
– минимальный вариант	204	206	210
Мощность, не выработавшая ресурс	142	110	87
Потребность во вводах, замене и модернизации:			
– максимальный вариант	80	135	187
– средний вариант	70	113	145
– минимальный вариант	62	95	122

Как видно из приведенных данных, при всех прогнозируемых вариантах развития для надежного обеспечения энергобаланса уже с 2005 г. потребуется увеличение суммарной установленной мощности электростанций России.

Обновление мощности и обеспечение прироста потребности в генерирующей мощности возможно за счет следующих основных мероприятий:

- продление срока эксплуатации действующих ГЭС, АЭС и значительного количества ТЭС с заменой только основных узлов и деталей;
- достройка объектов, находящихся в высокой степени готовности;
- сооружение новых объектов в энергодефицитных регионах;
- техническое перевооружение ТЭС, достигших предельного срока службы с заменой оборудования на аналогичное новое;
- техническое перевооружение ТЭС с использованием новых перспективных технических решений.

Продление срока службы действующего энергетического оборудования требует минимальных капитальных затрат, однако при этом длительный период используются старые технологии, сохраняются или даже ухудшаются технико-экономические показатели ТЭС, не растет эффективность использования топлива и возрастает аварийность. Кроме этого, через 10 лет необходимо будет вернуться к вопросу замены отработавшего ресурс оборудования, срок работы которого был продлен.

При этом необходимо отметить, что продление ресурса некоторых энергоблоков может оказаться неэффективным. Для ТЭС необходимость замещения оборудования определяется предельным состоянием металла, которое наступает после исчерпания срока индивидуального ресурса. При этом предельное состояние характеризуется физическим износом металла (снижением коэффициента запаса прочности из-за изменения структуры металла), и, как следствие, снижением надежности работы оборудования.

Доля элементов котлотурбинного оборудования современного энергоблока, работающих при температуре 450 градусов и выше, составляет около 60% от общего объема котла и турбины, поэтому становится нецелесообразной замена отдельных элементов оборудования.

Замена оборудования на новое аналогичное требует капиталовложений на уровне 55-65% от нового строительства. Это значительно улучшает технико-экономические показатели электростанции, но, в этом случае удельный расход топлива сокращается незначительно, на 1-2%, что является недостаточным в условиях дефицита органического топлива.

Ввод нового, технически прогрессивного оборудования, в том числе на площадках действующих электростанций, требует наибольших капитальных затрат, но обеспечивает значительное снижение удельного расхода топлива, особенно при использовании парогазовых технологий.

По совокупности названных факторов наиболее эффективным является ввод нового технически прогрессивного оборудования, поэтому отраслевыми институтами разработана программа технического перевооружения электрических станций и сетей, которая предусматривает максимальный демонтаж выработавшего свой ресурс оборудования и замену его новым. Однако к реализации ее можно будет приступить только в том случае, если будут созданы условия для направления широкомасштабных внешних инвестиций в электроэнергетику и отечественное энергомашиностроение.

Поэтому во всех рассмотренных в работе вариантах на период до 2015 г., планируется развитие электроэнергетики при минимально необходимом объеме замены устаревшего оборудования электростанций, в размере 31,8 тыс. МВт. На остальной части действующего, но выработавшего свой ресурс оборудования, должны проводиться работы по продлению ресурса службы за счет замены отдельных узлов и деталей (модернизация) и проведения расширенных восстановительных работ. Намечаемые объемы демонтажа устаревшего оборудования на период до 2015 г. по России в целом приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16

**Демонтаж энерго мощностей на электростанциях России по
централизованной зоне энергоснабжения на период с 2001 по 2015 гг.
МВт.**

	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.	2011-2015 гг.	2001-2015 гг.
Всего	8518	8922	14384	31824
в т.ч.				
– ГЭС	1495	694	1265	3454
– АЭС	0		2750	2750
– ТЭС всего	7018	8228	10369	25615
из них:				
ТЭЦ	3958	4455	4355	12768
– КЭС	2628	3748	5715	12091
– ГТУ	432	25	299	756
Нетрадиционные	5			5

При реализации намеченных мероприятий по продлению ресурса службы за счет замены отдельных узлов и деталей и проведения расширенных восстановительных ремонтов, баланс мощности по централизованной зоне России будет выглядеть следующим образом (табл.2.17).

Таблица 2.17

**Потребность в установленной мощности с учетом выработки
генерирующим оборудованием паркового ресурса.**

	тыс. МВт.		
	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Потребность в установленной мощности:			
– максимальный вариант	222	246	275
– средний вариант	212	223	233
– минимальный вариант	204	206	210
Объем демонтажа	8,5	8,9	14,4
Потребность во вводах:			
– максимальный вариант	15	40	74
– средний вариант	6	17	33
– минимальный вариант	-2 ¹	0	10

В соответствии с рассмотренными вариантами, суммарные вводы мощности на период до 2015 г. могут составить от 10 до 129 тыс. МВт, что потребует ежегодного ввода мощности в размере порядка 8,6 тыс. МВт для

¹ Избыток мощности.

максимального варианта и порядка 3,7 тыс. МВт для среднего варианта. Для минимального варианта избытки мощности сохраняются вплоть до 2010 г. и только с 2010 г. требуется ввод около 2 тыс. МВт в год.

Реализация предлагаемых мероприятий по продлению срока службы энергетического оборудования позволяет рассматривать возможность экспорта электроэнергии в зарубежные страны в достаточно приличных объемах, особенно при последних двух сценариях развития электроэнергетики.

Предложенные варианты охватывают достаточно широкий диапазон возможных сценариев развития электроэнергетики. Для каждого из этих сценариев возможны различные варианты организации экспорта:

1. При максимальном уровне развития не только не будет избытков мощности и электроэнергии, но и потребуются ввод мощности в достаточно крупных объемах (около 9 тыс. МВт в год). В этом случае для организации экспорта необходимо сооружение специальных экспортных электростанций в европейской части России. Причем, учитывая достаточно длительный срок строительства электроэнергетических объектов, строить их нужно в ближайшее время.

2. При среднем варианте существующие избытки электроэнергии и мощности сохранятся до 2010 г., при ежегодном вводе 3-4 тыс. МВт. В таком случае в этот период возможен экспорт с ФОРЭМ, а после 2010 г. экспорт электроэнергии можно осуществлять путем сооружения экспортных электростанций.

3. И, наконец, при низких темпах развития, избытки мощности и электроэнергии сохранятся на весь рассматриваемый период при ежегодном вводе 1,5 – 2 тыс. МВт, поэтому возможен экспорт с ФОРЭМ в течение всего периода времени, однако осуществление крупномасштабного экспорта потребует ввода дополнительных мощностей и для этого варианта развития.

Таким образом, анализ современного состояния российской электроэнергетики показывает, что существующие генерирующие мощности

и электрические связи позволяют без дополнительных капитальных затрат достигнуть прежних объемов экспорта электроэнергии – до 40 млрд. кВт·ч.

Выявленная потребность в электроэнергии зарубежных стран, а также наличие реальных возможностей формирования экспортного потенциала электроэнергетики России на перспективу, делают актуальным исследование эффективности крупномасштабного экспорта электроэнергии из России.

Глава 3. Методический подход к определению экспортного потенциала российской электроэнергетики в условиях неопределенности информации.

3.1. Разработка комплексного методического подхода к определению экспортного потенциала электроэнергетики России.

На перспективу экспортный потенциал электроэнергетики России будет складываться из экономически эффективных проектов экспорта российской электроэнергии в зарубежные страны. Поэтому для определения экспортного потенциала российской электроэнергетики необходимо провести комплексную оценку экономической эффективности существующих экспортных проектов.

В настоящее время существующая методика оценки эффективности экспортных проектов в электроэнергетике используемый отраслевыми институтами [147,148], в принципе соответствуют требованиям, предъявляемым к оценке эффективности инвестиционных проектов (например [83,114]). Однако необходимо отметить, что она носит, в основном, ограниченный характер и, несмотря на то, что такой подход носит в себе потенциальную возможность учета системных эффектов (например, снижение потребности в установленной мощности электростанций за счет совмещение максимумов нагрузки, сокращение оперативного и ремонтного резерва, рационализация структуры генерирующих мощностей и т.д.), они не учитываются в проводимых расчетах. Это обусловлено тем, что в последнее время заключались контракты на поставку базисной мощности, поэтому загрузка экспортных ЛЭП была высокой, а это не давало возможности для реализации системных эффектов. К тому же в данном подходе отсутствует возможность научно-обоснованного способа принятия решения по выбору наиболее эффективного варианта организации экспорта электроэнергии из России на перспективу.

Попытка оценить эффективность крупномасштабного экспорта электроэнергии в целом по России была предпринята в работе [36]. Подход, предложенный в данной работе, основывается на сравнении удельных дисконтированных затрат на сооружение электростанции. Согласно ему "эффективность экспорта электроэнергии из России в любое энергообъединение или страну может оцениваться по следующему критерию: удельные дисконтированные затраты на отпуск электроэнергии от собственных замыкающих электростанций принимающей страны или энергообъединения должны быть выше удельных дисконтированных затрат на производство и транспорт электроэнергии от российской электростанции до страны (или энергообъединения) – импортера". Достоинством такого подхода является то, что при этом не возникает необходимость прогнозирования будущей цены покупной энергии. Однако, наряду с преимуществами, подход, основанный на сравнении удельных дисконтированных затрат, имеет ряд серьезных недостатков: он не позволяет оценить ни суммарную величину дохода при реализации конкретных экспортных проектов, ни масштабов передаваемой электроэнергии. Например, небольшой по масштабу экспортный проект может иметь более низкие удельные дисконтированные затраты по сравнению с крупным проектом, в то же время суммарный доход у последнего может оказаться большим. К тому же возникают определенные трудности в оценке системных эффектов при объединении энергосистем. Такой подход носит обобщенный характер и позволяет получить самое приближенное представление о наиболее эффективных направлениях российского экспорта электроэнергии в долгосрочной перспективе.

В связи с этим предлагается методический подход, позволяющий определить наиболее эффективный вариант организации экспорта электроэнергии из России с помощью научно-обоснованного способа принятия решения и финансовую (коммерческую) эффективность экспортных проектов с учетом специфики электроэнергетической отрасли.

Предлагаемый методический подход позволяет проводить комплексную оценку экспортного потенциала электроэнергетики России, складывающегося из экономически эффективных экспортных проектов. Он состоит в следующем:

1. Оценка возможного объема экспорта в страны, имеющие стратегический интерес к импорту российской электроэнергии.

2. Анализ современного состояния и возможности формирования на перспективу экспортного потенциала электроэнергетики России. Другими словами, на этом этапе мы определяем возможность покрытия выявленной на этапе 1 потребности зарубежных стран в импорте российской электроэнергии.

3. На данном этапе определяем величину отпускного тарифа. В зависимости от темпов роста электропотребления в стране это может быть отпускной тариф с оптового рынка (ФОРЭМ), либо со специально построенных для организации экспортных поставок российской электроэнергии электростанций. В последнем случае возникает необходимость выбора типа экспортной электростанции, с которой эффективнее всего организовать экспорт электроэнергии. Выбор осуществляется с помощью screening-анализа, с использованием метода платежной матрицы и состоит из следующей последовательности действий:

- 3.1. Расчет суммарных дисконтированных затрат по всем вариантам развития генерирующих мощностей.
- 3.2. Анализ вариантов и выбор наиболее эффективного с использованием метода "платежной матрицы".
- 3.3. Определение минимального отпускного тарифа с экспортной электростанции, позволяющей покрывать постоянные и переменные издержки станции и обеспечивающий достаточный уровень финансово-экономических показателей (ВНД, ИД, $T_{ок}$ и т.д.).

4. Расчет тарифа на передачу электроэнергии из России в зарубежные страны по реконструируемым и вновь сооружаемым сетевым объектам. При этом полученный тариф должен не только покрыть затраты на передачу электроэнергии, но и обеспечить некоторый уровень рентабельности, необходимой для нормального функционирования организации, эксплуатирующей эти линии электропередачи.

5. Определение величины тарифа на экспортируемую электроэнергию с учетом затрат на передачу, выявленных на этапе 4. При этом, необходимо отметить, что при отсутствии общих границ со странами - импортерами (например, с энергообъединением стран Центральной и Восточной Европы (TESIS)) величина тарифа на экспортируемую электроэнергию увеличится на размер платы за транзит электроэнергии через территории третьих стран.

6. Сопоставление экспортного тарифа (цены) с оптовой ценой на электроэнергию на рынке страны-импортера и определение эффективности экспортного проекта.

7. Расчет дополнительного эффекта за счет реализации системных эффектов при организации экспорта электроэнергии из России.

8. Определение интегрального эффекта от организации экспорта электроэнергии из России с учетом системных эффектов.

9. Ранжирование экспортных проектов по степени убывания экономической эффективности.

10. Определение экспортного потенциала электроэнергетики России на основе экономически эффективных экспортных проектов.

Принципиальная блок-схема методического подхода к комплексной оценке экспортного потенциала электроэнергетики России представлена на рис.3.1.

Далее более детально рассмотрим предложенный методический подход. Расчеты по определению перечня стран, имеющих стратегический интерес к импорту российской электроэнергии (этап 1), и возможности

покрытия выявленной потребности (этап 2) проведены в главе 2.2 и 2.3, соответственно.



Рис. 1. Комплексный подход к оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики.

После выявления потребности зарубежных стран в импорте российской электроэнергии и возможности электроэнергетики России покрыть эту потребность, нужно определить величину тарифа на генерацию. При наличии избытков мощностей на это может быть величина отпускного тарифа (цены) с оптового рынка, а при отсутствии избытков мощностей необходим ввод дополнительной мощности для организации экспортных поставок. При этом возникает необходимость выбора наиболее рационального типа генерирующего источника для организации экспортных поставок (этап 3).

Определение наиболее эффективного типа электростанции проводится на основе методического подхода, соответствующего требованиям международных организаций к обоснованию инвестиционных проектов сложных энергетических систем, который базируется на, так называемом, screening-анализе (дословно – отсеочный отбор) по критерию минимума суммарных приведенных затрат, определяющегося по следующей формуле (этап 3.1):

$$Z = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t + I_{\text{попк}}) \cdot (1+i)^{-t} \rightarrow \min$$

где:

K_t – ежегодные капитальные вложения в год t ;

I_t – ежегодные эксплуатационные издержки в год t ;

$I_{\text{попк}}$ – ежегодные издержки на покупную электроэнергию с оптового рынка в год t (для обеспечения энергетической сопоставимости альтернативных вариантов);

i – ставка дисконтирования;

τ – год приведения;

Эффективность той или иной станции во многом будет определяться удельными стоимостными показателями ($K_{\text{уд}}$), соотношением цен на топливо, нормой дисконта, режимом работы станции и т.д., поскольку различное сочетание величин этих показателей по-разному влияет на эффективность конкретного типа станции. В связи с большой степенью неопределенности, заключающейся, прежде всего, в макроэкономической

ситуации, связанной с достаточно высокими темпами инфляции и продолжающимися структурными преобразованиями в экономике России, в работе представлен диапазон изменения сметных стоимостей и цен на органическое и ядерное топливо.

Ввиду отсутствия сметной документации, по всем рассматриваемым вариантам оценка капитальных вложений выполнена по материалам "Стратегии развития электроэнергетики на период до 2020 г." [145] и "Укрупненных показателях стоимости сооружения электрических станций и электрических сетей" [152].

Значение прогнозной цены на топливо, на которое ориентировано сооружение экспортных электростанций, является существенным фактором, влияющим на эффективность этих станций.

По данным доклада "О мерах по совершенствованию топливной политики в электроэнергетике" [105] в перспективе рациональная структура цен на энергоносители предполагает изменение соотношения цен на основные виды топлива. В настоящее время в России это соотношение искажено, так как значительно занижена цена на природный газ. В мировой практике соотношение цен на энергетический уголь, газ и мазут составляет соответственно 1:1,6:1,7, в то время как у нас оно сложилось следующим образом: 1:0,6:1,5.

Возможный диапазон роста прогнозных цен на органическое топливо, ориентирующийся на поэтапный переход к соотношению цен на энергоносители, который сложился в мировой практике, представлен в Приложении табл. П.3.1.

В условиях неопределенности информации, когда существуют различные варианты развития, различные значения исходных данных, при варьировании которых могут получиться различные результаты, возникают трудности при принятии решения о выборе наиболее рационального типа генерирующего источника.

Существуют специальные методы, позволяющие принимать решения в таких условиях. Один из них - так называемый метод "платежной матрицы" (этап 3.2).

При принятии решения в условиях неопределенности информации, приходится варьировать различными сочетаниями исходных данных. В этом случае необходимо обеспечить сопоставимость вариантов решения задачи и соизмеримость результатов. Сопоставляться между собой могут только те варианты решения, которые рассчитаны для одного и того же сочетания исходной информации. Наиболее простой способ обеспечения сопоставимости состоит в том, чтобы при варьировании исходных данных (уровня тарифа, ставки дисконтирования, удельных капитальных вложений), каждый вариант организации экспорта рассчитывать при одних и тех же сочетаниях. При обеспечении условия сопоставимости фактически мы получим "платежную матрицу". Платежная матрица дает общую количественную оценку ситуации, для которой решается задача. Каждый вариант решения характеризуется различными значениями, получаемыми при разных сочетаниях исходных данных. Пример платежной матрицы с ее характерными значениями приведен в табл.3.1 [139]

Таблица 3.1

Платежная матрица и ее характерные значения

x \ y	Платежная матрица					Характерная оценка			
	y_1	...	y_s	...	y_s	Z_1^{\max}	Z_1^{\min}	Z_1^{cp}	R_1^{\max}
x_1	Z_{11}	...	Z_{1s}	...	Z_{1s}	Z_1^{\max}	Z_1^{\min}	Z_1^{cp}	R_1^{\max}
x_2	Z_{21}	...	Z_{2s}	...	Z_{2s}	Z_2^{\max}	Z_2^{\min}	Z_2^{cp}	R_2^{\max}
...
x_i	Z_{i1}	...	Z_{is}	...	Z_{is}	Z_i^{\max}	Z_i^{\min}	Z_i^{cp}	R_i^{\max}
...
x_l	Z_{l1}	...	Z_{ls}	...	Z_{ls}	Z_l^{\max}	Z_l^{\min}	Z_l^{cp}	R_l^{\max}
Z_s^{\min}	Z_1^{\min}	...	Z_s^{\min}	...	Z_s^{\min}				

где:

Z_{is} – величина затрат для варианта x_i при исходных данных y_s ;

Z_i^{\max} – максимальное для данного варианта значение затрат, которое определяется как наибольшее из величин, записанных в соответствующей

строке платежной матрицы, и характеризует то наихудшее, что может дать выбор данного варианта. Эта оценка наиболее пессимистическая, т.е. $Z_1^{\max} = \max_s Z_{1s}$;

Z_1^{\min} – минимальное для данного варианта значение затрат. Эта оценка наиболее оптимистическая. Она определяется как $Z_1^{\min} = \min_s Z_{1s}$;

Z_1^{cp} – среднеарифметическое значение затрат, определяемое как $Z_1^{\text{cp}} = \frac{1}{S} \cdot \sum_{s=1}^S Z_{1s}$;

R_1^{\max} – максимальное значение риска, где: $R_1^{\max} = \max_s R_{1s}$.

Риск R_{1s} представляет собой перерасход, который будет иметь место, если мы, при некотором сочетании исходных данных, выберем какой-то вариант организации экспорта вместо варианта, оптимального при данном сочетании исходных данных. Фактически R_{1s} характеризует величину ущерба, обусловленную неопределенностью ситуации: $R_{1s} = Z_{1s} - Z_1^{\min}$.

Как уже отмечалось выше, при наличии неопределенности информации, оценка экономического эффекта для того или иного варианта организации экспорта оказывается неоднозначной, и можно получить лишь характерные оценки вариантов: Z_1^{\max} , Z_1^{\min} , Z_1^{cp} , R_1^{\max} . Никакая из этих оценок не является настолько хорошей, чтобы использовать ее как одну для выбора варианта организации экспорта, принимаемого к реализации. Основываясь на этих оценках, можно выявить лишь рациональные варианты экспортных потоков, которые хороши в том или ином смысле. Однако ни один из таких рациональных вариантов не может внушать полного доверия. Существуют критерии для условий неопределенности, которые основываются на указанных характерных оценках и могут служить основанием для выбора рациональных вариантов. Наиболее интересны следующие критерии:

1. Критерий Вальда. Этот критерий еще называют критерием минимаксных затрат. По этому критерию выбирается действие в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств. Он

гарантирует, что наши затраты не будут больше некоторой величины при любых возможных в будущем условиях.

$$\min_i Z_i^{\max} = \min_i \max_s Z_{is}$$

2. Критерий Лапласа (минимум среднеарифметических затрат)

$$\min_i Z_i^{\text{cp}} = \min_i \frac{1}{S} \cdot \sum_{s=1}^S Z_{is}$$

3. Критерий Сэвиджа (минимаксный риск), где используется оценка R_i^{\max}

$$\min_i R_i^{\max} = \min_i \max_s R_{is}$$

4. Критерий Гурвица ("пессимизма – оптимизма"). В ее основе лежит минимизация линейной комбинации максимальных и минимальных затрат.

$$\min_i [\alpha Z_i^{\max} + (1-\alpha) Z_i^{\min}]$$

где α - показатель "пессимизма-оптимизма" ($0 \leq \alpha \leq 1$). При $\alpha=1$ этот критерий превращается в критерий Вальда, а при $\alpha=0$ – в критерий "крайнего оптимизма", выбор по которому предполагает наилучшее стечение обстоятельств.

После определения наиболее рационального варианта по вышеописанному методу, с использованием четырех критериев, проводится оценка финансовой (коммерческой) эффективности организации экспорта электроэнергии с электростанций по этому варианту и определяется тот минимальный отпускной тариф, при котором экспорт электроэнергии с этой электростанции будет эффективным (этап 3.3).

Финансовый анализ возможного уровня отпускной тарифа основывается на многовариантном подходе, касающемся как технических (режимы работы транзита, направления передачи), так и экономических (варьирование цен на топливо, стоимости сооружения энергетических объектов, нормы рентабельности) показателей в соответствии с рассматриваемыми в данной работе вариантами развития электроэнергетики.

Расчет тарифа базируется на принятой в мировой практике методике, основанной на определении дисконтированных денежных потоков. Обычно применяются следующие показатели [18]:

1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (Net Present Value).
2. Индекс доходности (ИД) (Cost Benefit Ratio).
3. Внутренняя норма доходности (ВНД) (Internal Rate of Return).
4. Срок окупаемости инвестиций (Т) (Payback Period).

Величина **ЧДД** определяется как разность между суммой дисконтированных доходов и суммой дисконтированных расходов:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T (D_t - I_t' - N_t - K_t) \cdot (1+i)^{-t}$$

где:

D_t – дисконтированный доход;

I_t' – дисконтированные затраты без амортизации;

N_t – сумма налоговых отчислений в бюджет;

K_t – суммарные капитальные вложения;

i – норма дисконта;

T – инвестиционный период;

t – год приведения.

Критерием эффективности является наибольший положительный ЧДД.

ИД – это коэффициент, характеризующий отношение дисконтированного чистого дохода к дисконтированным затратам.

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=1}^T \text{ЧДД}_t \cdot (1+i)^{1-t}}{\sum_{t=1}^T (K_t + I_t' + N_t)^{1-t}}$$

Если $\text{ИД} > 1$ – вложение инвестиций в проект эффективно. Этот критерий используется для ранжирования проектов по уровню эффективности, когда имеются жесткие ограничения только по инвестициям.

Внутренняя норма доходности (ВНД) характеризует процент на капитал, при котором чистый дисконтированный доход равен нулю:

$$\text{ВНД} = i_t - \frac{\text{ЧДД}_t \cdot (i_{t+1} - i_t)}{\text{ЧДД}_{t+1} - \text{ЧДД}_t}$$

где:

$$ЧДД_t < 0, \text{ а } ЧДД_{t+1} > 0.$$

Для определения минимального отпускного тарифа величина ВНД обычно принимается 12-14 %.

Срок окупаемости инвестиций. Срок окупаемости - часть инвестиционного периода, в течение которого окупается вложенный капитал.

При расчете срока окупаемости определяются дисконтированные потоки наличности и последовательно по годам суммируются с учетом знаков:

$$T_{ок} = t - \frac{ЧДД_t}{ЧДД_{t+1} - ЧДД_t}$$

где: $ЧДД_t < 0$, а $ЧДД_{t+1} > 0$.

Критерием эффективности является $\min T_{ок}$.

Величина минимального отпускного тарифа с экспортных электростанций должна определяться таким образом, чтобы минимальная выгода от реализации того или иного экспортного проекта обеспечивала эффективное функционирование экспортных объектов, с учетом обеспечения приемлемых значений вышеуказанных показателей (ЧДД, ВНД, ИД и $T_{ок}$).

После определения отпускного тарифа, необходимо рассчитать тариф на передачу по экспортным линиям электропередачи (ЛЭП) (этап 4).

При этом расчет практически сводится к определению экономически обоснованного тарифа на передачу электроэнергии по вновь сооружаемым и реконструируемым сетям и используется те же показатели (ЧДД, ВНД, ИД, $T_{ок}$) и тот же подход, что и при определении величины отпускного (этап 3).

Определив отпускной тариф ($\tau_{отп}$) и тариф на передачу электроэнергии ($\tau_{пер}$), можно рассчитать величину тарифа на экспортируемую электроэнергию (этап 5). Она определяется как сумма отпускного тарифа (цены) с оптового рынка или экспортных станций и тарифа на передачу по ЛЭП. Как уже отмечалось, у России нет общих границ с некоторыми странами - потенциальными импортерами российской электроэнергии.

поэтому экспортный тариф в некоторых случаях может увеличиться на величину платы за транзит ($\tau_{тр}$).

$$\tau_{эксп} = (\tau_{отп} + \tau_{пер} + \tau_{тр})$$

На следующем этапе осуществляется сопоставление полученного экспортного тарифа (цены) с оптовой ценой на электроэнергию на рынке страны-импортера ($\tau_{отп}$) и определяется эффективность экспортного проекта (этап б). Прогнозные оптовые цены для промышленных потребителей в некоторых зарубежных странах и энергообъединениях, использованные в работе, приведены в Приложении табл. П.3.2.

Очевидно, что максимально возможный эффект от реализации экспортного проекта (без учета системных эффектов) будет определяться как разница между возможным уровнем будущей цены покупки российской электроэнергии на оптовом рынке зарубежных стран, величина которой ограничивается оптовой ценой на электроэнергию на рынке страны-импортера ($\tau_{пок}$) и отпускной ценой на электроэнергию в России с учетом тарифа на передачу ($\tau_{эксп}$):

$$\mathcal{E} = (\tau_{пок} - \tau_{эксп}) \cdot W_{эксп}$$

где: $W_{эксп}$ – объем экспорта электроэнергии из России в зарубежные страны.

Критерием эффективности в данном случае является $\mathcal{E} \geq 0$. Из этого следует, что $\tau_{пок} \geq \tau_{эксп}$, т.е. минимальная цена будущей покупки российской электроэнергии быть выше или равна величине экспортного тарифа. А максимальное значение цены, очевидно, будет ограничиваться величиной минимального оптового тарифа для промышленных потребителей стран – потенциальных импортеров российской электроэнергии. Значение конкретного экспортного тарифа будет зависеть от результатов переговоров заинтересованных сторон.

Помимо обычного экономического эффекта, при экспорте электроэнергии, возникают еще и системные эффекты, обусловленные

параллельной работой энергосистем стран-экспортеров и стран-импортеров, а также энергосистем стран, через территорию которых проходят экспортные линии электропередачи (этап 7).

Системный эффект в электроэнергетике имеет многоплановый и многофакторный характер. При интеграции энергосистем традиционно выделяют следующие основные составляющие системной эффективности [39]:

1. "Мощностный" эффект.
2. "Структурный" эффект.
3. "Частотный" эффект.
4. "Режимный" эффект.
5. "Экологический" эффект.

"Мощностный" эффект обусловлен:

- снижением потребности в установленной мощности электростанций за счет совмещения максимумов нагрузки в результате разницы в пояском времени и в конфигурации графиков нагрузки;
- сокращением оперативного резерва вследствие малой вероятности совпадения аварийных ситуаций в нескольких энергосистемах;
- снижением резерва для проведения плановых ремонтов из-за различий энергосистем по плотности годовых графиков нагрузки и структуре генерирующих мощностей;
- повышением гарантированной мощности ГЭС за счет увеличения суммарной гарантированной мощности вследствие асинхронности стока по разным речным бассейнам и использования многолетнего регулирования водохранилищ в интересах соседних энергосистем;
- более полным использованием вводимой мощности за счет снижения разрывов мощности и «запертых» мощностей в крупной системе.

"Структурный" эффект возникает за счет:

- рационализации структуры генерирующих мощностей и основных электрических сетей энергосистем за счет использования на

электростанциях дешевых, но малотранспортабельных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) с передачей энергии в соседние системы;

- вовлечения в баланс дополнительных ТЭР, в том числе возобновляемых;

- увеличения использования пиковой и свободной мощности ГЭС в интересах энергообъединения в целом;

- рационального использования электростанций по экологическим условиям;

- лучшего использования энергии ГЭС в годы повышенной водности;

- возможности организации поточного строительства электростанций с использованием временных избытков мощностей в других энергосистемах;

- экономии в строительстве электрических сетей для электроснабжения районов на стыке отдельных энергосистем.

"Частотный" эффект. Как известно, по сравнению с более мелкой, в крупной энергосистеме меньше влияние отдельного энергоблока или потребителя на частоту системы. Обычно в энергосистеме вращающийся резерв должен быть не меньше мощности самого крупного агрегата. При объединении энергосистем доля такого агрегата в суммарной установленной мощности снижается, что уменьшает потребность во вращающемся резерве. Частотный эффект позволяет выбирать единичную мощность энергетических объектов из условий целесообразного оптимума по технико-экономическим возможностям без ограничений по системным требованиям.

"Режимный" эффект. Возникает из-за снижения эксплуатационных затрат за счет оптимизации режимов работы электростанций в интегрированной энергосистеме, увеличения суммарной плотности графиков нагрузки энергосистем при их совместной работе и большего использования дешевых видов топлива.

"Экологический" эффект обуславливается тем, что при параллельной работе нескольких энергосистем возможно улучшение экологической ситуации за счет перераспределения выработки на электростанциях с ее снижением в местах с неблагоприятными экологическими условиями.

В силу многоплановости возможных эффектов от интеграции электроэнергетических систем, их количественная оценка является сложной задачей. Многие составляющие эффекта не поддаются достоверной количественной оценке, для ряда других - отсутствуют соответствующие математические модели и программное обеспечение.

В связи с этим, в настоящей работе дана оценка лишь наиболее значимых факторов, допускающих количественное измерение - эффекта, возникающего при совмещении графиков электрической нагрузки и эффекта от сокращения резервов мощности [22].

Совмещение графиков электрической нагрузки позволяет на период прохождения собственного максимума не вводить в работу соответствующие генерирующие мощности, а пик нагрузки покрывать за счет получения мощности (энергии) от другого объединения. При этом эффект достигается за счет:

1. Экономии топлива на пуске/останове оборудования за счет уменьшения объема ежедневно останавливаемой мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{п-о}} = (b_{\text{п-о}} \cdot n \cdot \Delta P_{\text{гр}}) \cdot C_{\text{т}}$$

где: $b_{\text{п-о}}$ – удельный расход топлива на пуск-останов генератора (из прогретого состояния), условно принимаемый равным 0,2 т.у.т/МВт/пуск;

$\Delta P_{\text{гр}}$ – расчетная величина совмещения графика нагрузки;

n – годовое число пусков/остановов генератора, условно принимаемое равным единице (один раз в сутки, т.е. 365 раз в год);

$C_{\text{т}}$ – расчетная цена топлива.

2. Экономии расхода топлива на холостой ход за счет сокращения объема используемой мощности:

$$\mathcal{E}_{\lambda\lambda} = (b_{\lambda\lambda} \cdot n \cdot t \cdot \Delta P_{гр}) \cdot C_t$$

где: t – расчетная требуемая продолжительность работы оборудования в пиковой зоне (4 часа);

$b_{\lambda\lambda}$ – удельный расход топлива на холостой ход оборудования – около 0,034 т.у.т/МВт·ч;

3. Снижения эксплуатационных расходов при сокращении рабочей мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{эсп}} = (K_{эп} \cdot \Delta P_{гр}) \cdot C_{уд.кв}$$

где: $K_{эп}$ – удельные годовые расходы на эксплуатацию генерирующей мощности для покрытия пиковой нагрузки (условно 9% капитальных вложений);

$C_{уд.кв}$ – удельные капитальные вложения на сооружение генерирующей мощности (долл./кВт).

В целом эффект от совмещения графика нагрузки составит:

$$\mathcal{E}_{\text{совм гр}} = \mathcal{E}_{п-о} + \mathcal{E}_{\lambda\lambda} + \mathcal{E}_{\text{эсп расх}}$$

Сокращение резервов мощности позволяет сократить величину вращающегося ("горячего") резерва в каждом из объединений, при условии получения мощности в полном объеме при аварийных ситуациях из другого объединения.

При этом эффект достигается за счет:

1. Экономии расхода топлива на холостой ход за счет сокращения объема рабочей мощности при совмещении резервов:

$$\mathcal{E}_{\lambda\lambda} = (b_{\lambda\lambda} \cdot T \cdot \Delta P_{рез}) \cdot C_t$$

где: T – полное время поддержания "горячего" резерва – 8760 ч.;

$b_{\lambda\lambda}$ – удельный расход топлива на холостой ход оборудования – около 0,034 т.у.т/МВт·ч.

2. Исключения эксплуатационных расходов на содержание неиспользуемого оборудования:

$$\mathcal{E}_{\text{экср расх}} = (K_{\text{э р}} \cdot \Delta P_{\text{гр}}) \cdot \Pi_{\text{у.л.к.в}}$$

В целом эффект от сокращения резервов составит:

$$\mathcal{E}_{\text{сокр рез}} = \mathcal{E}_{\text{х.х}} + \mathcal{E}_{\text{экср расх}}$$

А суммарный эффект от объединения энергосистем составит:

$$\mathcal{E}_{\text{сист эф}} = \mathcal{E}_{\text{совм гр}} + \mathcal{E}_{\text{сокр рез}}$$

К тому же нужно учитывать, что совмещение графиков сопровождается дополнительной экономией топлива за счет отказа от применения наименее экономичного пикового оборудования, для работы которого используются, как правило, наиболее дорогие и дефицитные виды топлива.

Реализация вышеперечисленных системных эффектов при экспорте электроэнергии зависит от наличия свободной пропускной способности экспортных линий электропередачи, т.к., в основном, все экспортные проекты предназначены для плановых поставок электроэнергии.

Если принять для какого-то момента времени, что $\sum P_{\text{э}} > P_{\text{экср}}$, где: $\sum P_{\text{э}}$ - суммарная пропускная способность экспортных ЛЭП, а $P_{\text{экср}}$ - нагрузка этих линий по двусторонним обязательствам, то $\Delta P = \sum P_{\text{э}} - P_{\text{экср}}$ будет соответствовать дополнительной свободной мощности линии. Именно эта дополнительная свободная мощность линии может использоваться для реализации системных эффектов. Если же $\sum P_{\text{э}} = P_{\text{экср}}$, то при направлении потока, например, с востока на запад, может рассматриваться только оказание аварийной помощи восточным энергосистемам (за счет снижения потока). Итак, возможность реализации системных эффектов напрямую зависит от наличия дополнительной свободной мощности экспортной линии, режим загрузки которой, в первую очередь, будет определяться двусторонними договорами стран по условиям экспорта электроэнергии. При наличии такой возможности чистая прибыль от экспорта электроэнергии увеличится на сумму экономии от реализации системных эффектов (этап 8).

$$\mathcal{E}_{\text{общ.}} = \mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{сист эф}}$$

После оценки экономической эффективности экспортных проектов проводится их ранжирование по степени убывания их эффективности (этап 9). При энергетической сопоставимости проектов используется критерий максимума ЧДД, а при разных объемах экспорта - максимума ИД. Необходимо отметить, что в анализ включаются только экономически эффективные проекты.

На последнем этапе (этап 10) определяется экспортный потенциал российской электроэнергетики, который формируется из экономически эффективных экспортных проектов. Экспортные проекты реализуются в рамках программы экспорта российской электроэнергетики в порядке убывания их экономической эффективности.

В качестве вывода можно отметить, что с помощью предложенного методического подхода появляется возможность комплексной оценки экспортного потенциала электроэнергетики России с учетом выгод получаемых при объединении энергосистем стран, принимающих участие в экспортных проектах, факторов риска осуществления экспортных проектов и регионального размещения свободных генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России.

Далее проводятся расчеты с использованием разработанного методического подхода по определению наиболее приоритетных, с экономической точки зрения, направлений экспорта российской электроэнергии по периодам и выделяется группа приоритетных экспортных проектов для первоочередной реализации в рамках программы экспорта российской электроэнергетики в целом.

3.2. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России на перспективу до 2005 г.

Анализ возможных вариантов развития электроэнергетики Российской Федерации показывает наличие значительных избытков на ближайшую перспективу до 2005 г., при всех трех рассматриваемых вариантах электропотребления. В рассматриваемый период до 2005 г. поддержка и развитие экспортного потенциала электростанциями ЕЭС России будут связаны в первую очередь с их стабильным топливообеспечением, а также своевременным проведением необходимых объемов технического перевооружения существующего оборудования, достигшего предельных сроков наработки (порядка 80 тыс. МВт) [81].

При реализации намеченных планов в рассматриваемый период в ЕЭС России обеспечивается собственная потребность, согласованные объемы экспорта мощности порядка 3,9 тыс. МВт, а также возможен дополнительный экспорт за счет увеличения загрузки электростанции: АЭС и КЭС до 6500 часов, ТЭЦ до 5000 - 5500 часов.

Учтенные в балансах мощности и электроэнергии на основе предварительных соглашений объемы экспорта мощности и электроэнергии из ЕЭС России приведены в табл.3.2.

Таблица 3.2

Объемы экспорта мощности и электроэнергии из ЕЭС России в страны СНГ и Европы на период до 2005 г. [117]

Показатели	2001 г. (отчет)		2005 г.	
	тыс. МВт	млрд. кВт·ч	тыс. МВт	млрд. кВт·ч
Экспорт в страны СНГ	1,6	9,4	2,28	10,7
Беларусь	1	6,2	1	6,0
Украина	0,03	0,2	0,7	2,0
Азербайджан	0,02	0,1	0,08	0,5
Грузия	0,1	0,4	0	0
Казахстан	0,4	2,5	0,5	2,2
Экспорт в европейские страны	1,2	7,3	1,36	9,12
Эстония	0	0	0,12	2,4
Финляндия	1,2	7,3	1,2	6,61
Норвегия	0	0	0,04	0,11
Экспорт, всего	2,8	16,7	3,64	19,82

Таблица показывает, что на основе предварительных соглашений объемы экспорта мощности и электроэнергии из ЕЭС России в страны СНГ и Европы может увеличиться к 2005 г. по сравнению с 2001 г. на 30 %. При среднем экспортном тарифе 1,5-2 цент/ кВт·ч экспорт электроэнергии может приносить чистый доход в размере около 100-200 млн. долл. в год¹.

Следует отметить, что экспорт электроэнергии в рассматриваемые страны может быть увеличен еще на 12,5 - 17,7 млрд. кВт·ч (до 32,3 - 37,5 млрд. кВт·ч). Увеличение экспорта предполагается за счет использования пропускной способности существующих межгосударственных связей, сооружения новых линий электропередачи 220-330-500 кВ и вставок постоянного тока (ВПТ), не требующих значительных затрат, и которые могут быть построены в достаточно короткие сроки.

Увеличение экспорта электроэнергии в страны СНГ может быть обеспечено по существующим сетям без каких-либо дополнительных капитальных вложений. Однако сложное экономическое и финансовое положение, очевидно, не сможет привести к значительному увеличению поставок электроэнергии из России в страны СНГ в ближайшие годы.

Несмотря на достаточно большую емкость европейского рынка электроэнергии и мощности, неуравновешенность топливно-энергетического баланса Украины, а также проводимая этой страной экспортная политика не позволяют рассматривать возможность транзита электроэнергии из России в европейские страны в ближайшей перспективе [54]. Однако необходимо отметить, что вышеупомянутый Меморандум "О сотрудничестве в области электроэнергетики" от 12 февраля 2001 г., позволяет с оптимизмом рассматривать вопросы экспорта российской электроэнергии в страны Центральной и Восточной Европы.

В ближайшие годы реально увеличение передачи электроэнергии в Финляндию через ВПТ в Выборге на 4,0 - 4,5 млрд. кВт·ч. В настоящее время передаваемая через ВПТ в Выборге мощность составляет 1200 МВт и

¹ При тарифе с ФОРЭМ – 1,0 цент/ кВт·ч.

электроэнергия 7,3 млрд. кВт·ч. При расширении ВПТ до мощности 1775 МВт (5x355) и сооружении двухцепной ВЛ 330 кВ Северная-Выборг в Финляндию и другие страны NORDEL (Норвегия, Швеция) суммарная передача в страны Северной Европы может составить 8,9-10,7 млрд. кВт·ч. Тариф на передачу в Финляндию при расширении ВПТ в Выборге по предварительным оценкам составит 0,27-0,33 цент/кВт·ч в зависимости от загрузки передачи¹ (при ВНД = 14 %). Расчеты проводились при 6000 и 5000 часов использования линии. Здесь и далее при определении тарифа на передачу расчетный период был принят 30 лет, который включает продолжительность сооружения и время нормативного срока эксплуатации оборудования. Год приведения привязан к началу эксплуатации передачи.

При увеличении объема передаваемой электроэнергии в Финляндию до 10,7 млрд. кВт·ч и при среднем экспортном тарифе 1,47 цент/кВт·ч² экспорт электроэнергии в эту страну может принести более 25 млн. долларов чистого дохода в год.

Однако в 2005 г. внутренний тариф на ФОРЭМ по разным оценкам может возрасти до 2-2,9 цент/кВт·ч, а в 2010 г. до 2,9-3,8 цент/кВт·ч. Поэтому экспортный тариф после 2005 г. должен быть скорректирован.

Учитывая то, что на период до 2015 г. прогнозируемое значение минимальной цены для промышленности в энергообъединении NORDEL прогнозируется на уровне 4,3 цент/кВт·ч, предельная величина экспортного тарифа для России составит порядка 4 цент/кВт·ч. Поскольку исходя из-за соблюдения национальных интересов (в частности, поддержки собственных производителей электроэнергии) такой тариф будет, скорее всего, неприемлем для финской стороны, величина экспортного тарифа должна быть снижена. Для предварительной оценки эффективности экспорта электроэнергии из России в Финляндию через Выборгскую вставку после 2005 г., величина предельного тарифа, приемлемого для финской стороны,

¹ Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу, приведены в Приложении табл. П.3.3.

² Отчет за 2001 г.

принята на 15 % ниже минимальной цены для промышленности в энергообъединении NORDEL до 2005 г. и составляет - 3,66 цент/кВт·ч. Анализ показывает, что при различных вариантах роста цен на электроэнергию в Европейской части России чистый ежегодный доход до 2010 г. может составить 24-108 млн. долл. при экспортном тарифе 3,66 цент/кВт·ч. При этом если рост цен на электроэнергии в 2005 и 2010 гг. составит 2 и 2,9 цент/кВт·ч, соответственно, то экспортный тариф может быть снижен до 2,33 цент/кВт·ч в 2005 г. и до 3,23 цент/кВт·ч в 2010 г. Если после 2010 г. тарифы оптового рынка в России возрастут до 4,0-4,2 цент/кВт·ч, экспорт электроэнергии из России станет неэффективным. Однако, следует учесть, что тарифы для промышленности в Финляндии могут возрасти до 4,5-4,8 цент/кВт·ч при различных сценариях развития экономики страны. Кроме того, возникает потенциальная возможность регулируемого обмена мощностью и электроэнергией между двумя энергосистемами, что позволит реализовать системные эффекты. Предварительная оценка возможности реализации системного эффекта за счет совмещения графика нагрузки в размере 500 МВт и сокращения резерва мощности на 300 МВт показывает, что общая экономия издержек может составить около 140 млн. долл. в год¹.

Еще одним направлением увеличения объема дополнительного экспорта в период до 2005 г. может стать транзит электроэнергии через Грузию в Турцию в размере до 900 МВт. Часть передаваемой по этому сечению мощности может использоваться для собственных нужд энергосистемой Грузии, часть может транзитом передаваться в Турцию (до 600 МВт). Для этого необходимо завершение строительства второй ВЛ 500 кВ Центральная-Сочи-Сухуми-Ингури ГЭС протяженностью 417 км. Тариф на передачу в Грузию при завершении строительства ВЛ 500 кВ по предварительным оценкам составит 0,32-0,37 цент/кВт·ч в зависимости от

¹ Исходные данные, для определения экономии затрат при реализации системных эффектов, приведены в Приложении табл П.3.4.

загрузки передачи². Для передачи мощности в Турцию в размере 600 МВт в течении 6000-7000 часов на протяжении года необходимо усиление связи Грузия - Турция на 300 МВт. В настоящее время энергосистемы двух стран соединены ВЛ 220 кВ Батуми-Хопа пропускной способностью 300 МВт, которая не эксплуатируется с апреля 1996 г. Поэтому в период до 2005 г. объем передаваемой электроэнергии в Грузию может составить 3-3,5 млрд. кВт·ч в год, из которых транзитом в энергосистему Турции может передаваться порядка 2,0 млрд. кВт·ч. С учетом снижения передаваемой мощности с 900 до 700 МВт тариф на передачу возрастет до 0,41-0,47 цент/кВт·ч. Учитывая достаточно высокий прогнозный тариф в Турции (\approx 7,9-8,0 цент/кВт·ч) экспорт электроэнергии может быть экономический очень привлекательным. При условии, что турецкая сторона будет закупать электроэнергию из России по цене 6,7 цент/кВт·ч (что на 15 % ниже средних прогнозных тарифов для оптовых потребителей в Турции), ежегодный доход может составить 32-92 и 36-95 млн. долл. для максимального и среднего варианта развития электроэнергетики страны.

Таким образом, при реализации рассмотренных вариантов экспорта, объем экспорта электроэнергии из России на период до 2005 г. в зарубежные страны может возрасти с 19,82 млрд. кВт·ч до 27,32 млрд. кВт·ч, а при наличии платежеспособного спроса в странах СНГ еще на 5-10 млрд. кВт·ч, что может принести ежегодный доход в размере 190-400 млн. долл.

На период до 2005 г. наиболее приоритетными направлениями экспортных потоков, с экономической точки зрения, остаются страны СНГ (в основном благодаря существующим связям) и Турция (благодаря существующей связи ЕЭС России (ОЭС Северного Кавказа) - ОЭС Грузия -- ОЭС Турция, а также высоким тарифам в Турции – до 8 цент/кВт·ч).

² Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу мощности в Грузию, приведены в Приложении табл. П.3.5.

3.3. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России на перспективу до 2010 г.

К 2010 г. ситуация с возможностью осуществления значительных экспортных проектов существенно меняется. При максимальном и среднем сценариях развития избытков мощности практически не будет. По минимальному варианту избытки мощности все еще сохраняются, однако, возможность поддержки экспортного потенциала за счет довыработки электроэнергии значительно снижается. Ученные в балансах мощности и электроэнергии на основе предварительных соглашений объемы экспорта мощности и электроэнергии из ЕЭС России приведены в табл. 3.3. Как показывает эта таблица из всех стран СНГ самым стабильным импортером российской электроэнергии на рассматриваемую перспективу является Беларусь, а из европейских стран - Финляндия. Экспорт в страны Балтии к 2010 г. может увеличиться вдвое из-за ограничения мощности Эстонской и Балтийской ГРЭС по экологическим соображениям (обе ГРЭС работают на сланцах) и при ограничении мощности Игналинской АЭС.

Таблица 3.3

Объемы экспорта мощности и электроэнергии из ЕЭС России в страны СНГ и Европы на период до 2010 г.

Показатели	2001 г. (отчет)		2005 г.		2010 г.	
	тыс. МВт	млрд. кВт·ч	тыс. МВт	млрд. кВт·ч	тыс. МВт	млрд. кВт·ч
Экспорт в страны СНГ	1,6	9,4	2,28	10,7	2,28	10,7
Беларусь	1	6,2	1	6,0	1	6
Украина	0,03	0,2	0,7	2,0	0,7	2
Азербайджан	0,02	0,1	0,08	0,5	0,08	0,5
Грузия	0,1	0,4	0	0	0	0
Казахстан	0,4	2,5	0,5	2,2	0,5	2,2
Экспорт в европейские страны	1,2	7,3	1,36	9,12	1,49	11,52
Эстония	0	0	0,12	2,4	0,25	4,8
Финляндия	1,2	7,3	1,2	6,61	1,2	6,61
Норвегия	0	0	0,04	0,11	0,04	0,11
Экспорт, всего	2,8	16,7	3,64	19,82	3,77	22,22

К 2010 г. для обеспечения намечаемых дополнительных экспортных поставок мощности и электроэнергии по всем вариантам развития электроэнергетики России потребуется дополнительный ввод генерирующих источников. Выбор наиболее рационального генерирующего источника по всем рассматриваемым экспортным проектам и оценка его финансовой (коммерческой) эффективности проводится согласно методике, предложенной в главе 3.1.

На уровне 2010 г. рассматриваются следующие дополнительные возможности увеличения экспортных поставок в зарубежные страны:

1. Экспорт в ОЭС стран Балтии и СНГ, с которыми предусматривается сохранение синхронной работы по связям переменного тока, может быть увеличен до 27 млрд. кВт·ч по существующим связям при благоприятной экономической ситуации в этих странах.
2. С энергообъединениями северных стран NORDEL сохранятся принципы работы через связи постоянного тока (ВПТ, ППТ). При реализации намеченных планов по увеличению экспорта в эти страны объем экспорта может возрасти до 12,2 млрд. кВт·ч, с учетом выделения генераторов отдельных приграничных электростанций (ГЭС) Ленэнерго, Карелэнерго и Колэнерго на синхронную работу с энергосистемами Финляндии и Норвегии.
3. С энергосистемой Турции возможна работа через ОЭС стран Закавказья или сооружение кабельной линии постоянного тока по дну Черного моря.
4. С энергосистемами CENTREL - UCTE (TESIS) стран Центральной и Западной Европы, как было отмечено выше, возможны разные сценарии и варианты взаимодействия (выделение генераторов на синхронную работу, сооружение ВПТ и ППТ, синхронная работа).

Увеличение экспорта в страны Балтии и СНГ в период до 2010 г. при сохранении синхронной работы по связям переменного тока практически не

потребуется дополнительного увеличения пропускной способности существующих связей (7400 МВт со странами СНГ и 1200 МВт со странами Балтии). Как и в периоде до 2005 г. в рассматриваемом периоде основным сдерживающим фактором увеличения экспортных поставок будет платежеспособность стран-импортеров. Более того, в отличие от предыдущего периода, к 2010 г. может потребоваться ввод дополнительных мощностей.

Учитывая сохранение синхронной работы по связям переменного тока, вводы мощностей для организации экспортных поставок целесообразно закладывать в перспективный баланс развития российской электроэнергетики в целом, так как при этом, наряду с экспортными поставками, появляется дополнительная возможность реализации системных эффектов, для которых могут понадобиться маневренные мощности.

При увеличении объема экспорта до 27 млрд. кВт·ч и при удельном чистом доходе 0,11-1,08 цент/кВт·ч¹ суммарный доход будет равен 30-290 млн. долл. Даже при увеличении экспортных потоков до 27 млрд. кВт·ч остается возможность реализации системных эффектов в объеме до 1500-2000 МВт, что может принести ежегодную экономию издержек порядка 240-320 млн. долларов только за счет совмещения графика нагрузки и сокращения "горячего" резерва мощности².

Для увеличения поставок в Северную Европу на период до 2010 г. предполагается сооружение ВПТ в Кольской энергосистеме (в районе Кумы) мощностью 710 МВт (2x355 МВт) для передачи мощности в размере 600 МВт в Финляндию. Для реализации новой связи Россия-Финляндия, кроме сооружения ВПТ в районе Кумы, необходимо сооружение двухцепной ВЛ 330 кВ по территории России до госграницы с Финляндией протяженностью 175 км и двухцепной ВЛ 400 кВ по территории Финляндии (115 км). Тариф

¹ Удельный чистый доход от экспорта в страны СНГ 0,11-1,08 цент/кВт ч принят по результатам за 2001 г.

² Исходные данные для определения экономии затрат при реализации системных эффектов приведены в Приложении табл. П 3.6.

а передачу электроэнергии по этой связи составит порядка 1,34-1,61 цент/кВт·ч¹.

Если после 2005 г. уже не будет избытков мощностей, то для организации экспорта по этому проекту необходим ввод новых мощностей. В Кольской энергосистеме возможными альтернативными вариантами могут быть: расширение Кольской АЭС (1хВВЭР-640) и замена оборудования на Апатитской ГРЭС (2хК-320 на интинском угле).

Выбор наиболее рационального варианта осуществляется по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

Здесь и далее расчеты проводились при трех контрольных ставках дисконтирования 8%, 10% и 12%. Расчетный период, включающий годы строительства и эксплуатации объектов, составил 30 лет. Для энергетической сопоставимости вариантов недостающий объем вырабатываемой электроэнергии компенсируется покупной электроэнергией с оптового рынка.

Результаты проведенных расчетов по определению суммарных дисконтированных затрат при различном сочетании исходных данных приведены в табл. 3.4².

Таблица 3.4

Суммарные дисконтированные затраты по альтернативным вариантам организации экспорта Россия (Колэнерго)-Финляндия в размере 600 МВт

Исходные показатели	млрд долл											
	Нижняя граница цены на топливо						Верхняя граница цены на топливо					
	низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$			низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$		
Варианты	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Апатитская ГРЭС на угле	1,71	1,55	1,43	1,8	1,62	1,49	1,98	1,8	1,67	2,06	1,87	1,73
Кольская АЭС	1,36	1,29	1,24	1,73	1,65	1,59	1,39	1,3	1,25	1,74	1,65	1,59

Как видно из табл. 3.4 суммарные дисконтированные затраты по Кольской АЭС, в основном, ниже, чем по Апатитской ГРЭС. Апатитская

¹ Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу по новой связи Колэнерго – Финляндия через ВПТ, приведены в Приложении табл. П.3.7.

² Технико-экономические показатели по Апатитской ГРЭС и Кольской АЭС приведены в Приложении табл. П.3.8.

ГРЭС может быть эффективнее только при низких ценах на топливо в сочетании с ростом сметной стоимости сооружения на 15-20% и при ставке дисконтирования не ниже 10%. Составив таблицу характерных оценок и используя критерии принятия решений в условиях неопределенности (Вальда, Лапласа, Сэвиджа и Гурвица¹), определим наиболее рациональный вариант.

Таблица 3.5

Характерные оценки по рассматриваемым вариантам

Характерная оценка Варианты	z_i^{\max}	z_i^{\min}	\bar{z}_i	R_i^{\max}
Апатитская ГРЭС на угле	2,06	1,43	1,73	0,59
Кольская АЭС	1,74	1,24	1,48	0,10

Из этой таблицы можно видеть, что по всем четырем критериям наиболее рациональным вариантом оказывается расширение Кольской АЭС.

Далее по варианту расширения Кольской АЭС проводим оценку финансовой эффективности проекта.

Оценка финансовой эффективности Кольской АЭС выполнена в прогнозных ценах на ядерное топливо. По прогнозам специалистов "Атомэнергопроекта" темпы роста цен на ядерное топливо будут примерно в 3 раза ниже темпов роста на органическое топливо.

Стоимость топлива определена по внутренним российским ценам в перспективе до 2015 г. Это информация принята по данным доклада "О мерах по совершенствованию топливной политики в электроэнергетике на период до 2015г." [105], работ "Предложения к программе экспорта электроэнергии из России на период до 2020г." [116] и "Основные положения развития электроэнергетики на период до 2020 г. [109]

Все расчеты выполнены с учетом налогов на имущество (2 % от остаточной стоимости основных производственных фондов) и на прибыль (24 % от валовой прибыли за вычетом налога на имущество).

¹ Для критерия Гурвица показатель пессимизма – оптимизма принимаем равным 0.5

Таблица 3.6

Финансовая эффективность строительства Кольской АЭС

Показатели	Единицы измерения	Удельная сметная стоимость	
		990 долл./кВт	1280 долл./кВт
1. Чистый дисконтированный доход (финансовый) при DR = 8% при DR = 10%	млн. долл.	276,4	358,1
		123,3	159,7
2. Внутренняя норма доходности ВНД (финансовая)	%	12	12
3. Срок окупаемости при DR = 8% при DR = 10%	лет	12,6	12,6
		16,0	16,0
4. Средний отпускной тариф	цент/кВт·ч	3,72	4,75

Примечание: представленные данные рассчитаны при высоком уровне роста цен на ядерное топливо

По данным таблицы следует, что при предельном ВНД - 12 % (в настоящее время проекты, имеющие ВНД ниже 12 %, не подлежат рассмотрению к финансированию) отпускной тариф в зависимости от сметной стоимости и цен на ядерное топливо составит 3,72-4,75 цент/кВт·ч.

Учитывая, что стоимость передачи по новой связи будет не ниже 1 цент/кВт·ч, реализация этого проекта не представляется возможной при максимальном сценарии развития экономики страны, с объемом электропотребления 1315 млрд. кВт·ч на уровне 2015 г. Однако, при низких темпах развития при наличии избытка на ФОРЭМ этот проект может быть реализован. В этом случае, тариф на ФОРЭМ прогнозируется на уровне 2,44-2,9 цент/кВт·ч и при тарифе на передачу 1,3 цент/кВт·ч экспортный тариф составит 3,7 - 4,2 цент/кВт·ч. При прогнозируемом минимальном уровне тарифа для промышленности в странах NORDEL 4,2-4,5 цент/кВт·ч экспорт может быть осуществлен только при дефиците генерирующих мощностей в этих странах или при более высоком уровне прогнозного тарифа.

В отличие от северных стран, в странах Западной Европы и в Турции на период до 2010 г. минимальный тариф для оптовых промышленных потребителей прогнозируется на уровне 7,2-8,0 цент/кВт·ч. Поэтому, при относительно невысоких тарифах на передачу, экспорт в эти страны будет эффективнее, чем экспорт в северные страны.

Как уже отмечалось выше, экспорт в Турцию через Грузию уже к 2005 г. может составить около 600 МВт (3,6-4,2 млрд. кВт·ч), однако, увеличение объема передаваемой мощности и электроэнергии посредством ВЛ 400-500 кВ переменного тока из районов Краснодар или Ставрополя в Турцию на расстояние свыше 1000 км представляется трудноосуществимым из-за необходимости сооружения специальной транспортной магистрали в условиях высокогорья Кавказа.

Поэтому для передачи значительных объемов электроэнергии и мощности представляется целесообразным сооружение кабельной линии постоянного тока по дну Черного моря.

Использование постоянного тока с сооружением подводных кабельных линий широко применяется в практике энергообъединений NORDEL и UCTE для связи энергосистем стран Балтийского и Средиземного морей.

В регионе Балтийского моря применяются кабели напряжением ± 400 кВ или ± 440 кВ пропускной способностью до 600 МВт. Примером связи большой мощности (2000 МВт) может служить кабельная линия Великобритания - Франция, выполненная в виде двух биполярных кабельных линий.

Связь энергосистем России и Турции может быть реализована путем сооружения подводной кабельной линии электропередачи по дну Черного моря протяженностью 370 км Джубга (Россия) - Самсун (Турция). Можно полагать, что при передаче мощности около 1000 МВт может использоваться биполярная линия напряжением ± 500 кВ. На первом этапе по этой линии может передаваться до 1000 МВт с дальнейшим увеличением до 2000 МВт.

Предварительные расчеты по определению тарифа на передачу с учетом затрат на усиления внутренних сетей ОЭС Северного Кавказа показывают, что он составит порядка 2,45-2,86 цент/кВт·ч¹.

¹ Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу по новой связи Россия - Турция через подводную КЛ, приведены в Приложении табл. П.3.9.

При условии, что до 2010 г. сохранятся низкие темпы роста электропотребления в России (930-1020 млрд. кВт·ч) и при среднем тарифе на оптовом рынке 2,4 цент/кВт·ч в 2005 г. и 2,9 цент/кВт·ч в 2010 г. экспорт электроэнергии по этой связи может приносить ежегодный доход примерно 60 - 100 млн. долларов. Однако при более высоких темпах роста экономики страны и потребности во вводах новых мощностей эффективность рассматриваемого проекта может значительно снизиться. Потребность во вводах новых мощностей может покрываться за счет следующих альтернативных источников:

1. Расширение Краснодарской ГРЭС на газе (2хПГУ-450);
2. Ввод второго блока на Ростовской АЭС (1хВВЭР-1000);
3. Строительство Ростовской ГРЭС на донецком угле (3хК-320).

Для сравнения вариантов по критерию минимума приведенных суммарных затрат заполним платежную матрицу (табл.3.7) и составим таблицу характерных оценок (табл.3.8).

Таблица 3.7

Суммарные дисконтированные затраты по альтернативным вариантам организации экспорта Россия - Турция в размере 1000 МВт²

млрд долл

Исходные показатели	Нижняя граница цены на топливо						Верхняя граница цены на топливо					
	низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$			низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Краснодарская ГРЭС на газе	3,0	2,8	2,6	3,3	3,1	2,9	2,8	2,6	2,4	3,1	2,9	2,8
Ростовская АЭС	2,9	2,8	2,7	3,3	3,2	3,1	2,8	2,7	2,6	3,2	3,1	3,0
Ростовская ГРЭС на угле	3,3	3,0	2,9	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8	3,5	3,3	3,1

Таблица 3.8

Характерные оценки по рассматриваемым вариантам

Характерная оценка	Z_i^{\max}	Z_i^{\min}	\bar{Z}_i	R_i^{\max}
Краснодарская ГРЭС на газе	2,4	3,3	2,86	0,1
Ростовская АЭС	2,6	3,3	2,95	0,2
Ростовская ГРЭС на угле	2,8	3,6	3,18	0,4

² Исходные данные, использованные для определения суммарных дисконтированных затрат, приведены в Приложении табл. П.3 10.

Как видно из представленных таблиц вариант строительства Ростовской ГРЭС на угле является хуже других по всем рассмотренным сценариям. Несмотря на относительную равноценность двух первых вариантов по отдельным сценариям, Краснодарская ГРЭС на газе по всем критериям (кроме критерия Вальда, где они равнозначны) оказывается выгоднее по сравнению с Ростовской АЭС. Предпочтительность варианта расширения Краснодарской ГРЭС усиливается при учете необходимых капитальных вложений в усиление электрической сети ОЭС Северного Кавказа для осуществления экспорта электроэнергии в Турцию. Затраты на выдачу мощности от Краснодарской ГРЭС до преобразовательной подстанции в Джубге в 3 раза меньше, чем от Ростовской АЭС.

Проведенная оценка финансовой (коммерческой) эффективности показывает, что отпускной тариф с Краснодарской ГРЭС при ВНД = 12 % составит 3,31-3,81 цент/кВт·ч (табл.3.9).

Таблица 3.9

Финансовая эффективность строительства Краснодарской ГРЭС

Показатели	Единицы измерения	Удельная сметная стоимость	
		728 долл./кВт	910 долл./кВт
1. Чистый дисконтированный доход (финансовый) при DR = 8% при DR = 10%	млн. долл.	256,7	318,9
		116,5	144,6
2. Внутренняя норма доходности ВНД (финансовая)	%	12	12
3. Срок окупаемости при DR = 8% при DR = 10%	лет	13,6	13,7
		17,1	17,1
4. Средний отпускной тариф	цент/кВт·ч	3,38	3,81

Примечание: представленные данные рассчитаны при высоком уровне цен на газ.

При условии, что тариф на передачу (с учетом усиления электрических сетей ОЭС Северного Кавказа, в том числе и сооружение ВЛ 500 кВ Краснодарской ГРЭС – Центральная, протяженностью 130 км) не будет превышать полученных по предварительным оценкам 2,45-2,86 цент/кВт·ч, и при отпускном тарифе 3,38-3,81 цент/кВт·ч экспорт электроэнергии в

Турцию по кабельной линии через Черное море будет эффективным на весь рассматриваемый период.

При увеличении цены на газ более чем на 20% вариант с Ростовской АЭС может оказаться эффективнее. При таком сценарии развития экспортный тариф с Ростовской АЭС составит порядка 3,7-4,24 цент/кВт·ч. Однако при организации экспорта с Ростовской АЭС потребуются дополнительные капитальные вложения на сооружение второй ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк (350 км) и сооружение ВЛ 500 кВ Тихорецк - Центральная (180 км), что повысит тариф на передачу до 2,71-3,16 цент/кВт·ч. В этом случае экспорт электроэнергии в Турцию может быть выгоден только при условии, что загрузка кабельной линии будет не ниже 6500 часов в год и при низкой удельной сметной стоимости строительства второго блока Ростовской АЭС (1000 долл./кВт).

Эффективность экспорта электроэнергии и мощности в страны Западной Европы во многом будет определяться вариантами взаимодействия ЕЭС России с энергосистемами этих стран, а также с энергосистемами стран – транзитеров (страны Балтии, Украина, Беларусь и Молдова).

Как уже отмечалось выше, существует несколько вариантов схем связи ЕЭС России с энергосистемами стран Центральной и Западной Европы (CENTREL и UCTE).

В варианте с выделением отдельных генерирующих мощностей при аренде или совместном использовании станций могут рассматриваться следующие электростанции:

- Бурштынская ГРЭС (Украина), с выделением 400 МВт;
- Добротворская ГРЭС (Украина) - 300 МВт;
- Молдавская ГРЭС (Молдова) - 500 МВт;
- Березовская ГРЭС (Беларусь) - 280 МВт.

В настоящее время существует договоренность по организации экспорта только от Березовской ГРЭС [123].

Предварительные оценки показывают, что тариф на передачу (с учетом затрат на реконструкцию Березовской ГРЭС и ВЛ 220 кВ Россь - Белосток – 675 тыс. долл.) составит 0,20-0,32 цент/кВт·ч. Учитывая, что средний отпускной тариф с Березовской ГРЭС при российских ценах на газ составит 2,57-2,89 цент/кВт·ч, такой вариант организации экспорта может оказаться очень эффективным. Однако при расчете тарифов в мировых ценах на газ эффективность экспорта значительно снижается (отпускной тариф возрастает до 5,55-5,83 цент/кВт·ч)[147].

С территории России мощность может передаваться от намечаемой к сооружению Калининградской ТЭЦ-2 (2хПГУ-450) с выделением 450 МВт. Для выдачи мощности с Калининградской ТЭЦ-2 необходимо сооружение ВЛ 400 кВ до подстанции Эльблонг (Польша). Тариф на передачу по новой связи составит 0,24 цент/кВт·ч при 6500 часов использования. Отпускной тариф с шин Калининградской ТЭЦ-2 составит 2,81-3,03 цент/кВт·ч для различных вариантов роста цен на газ. При таком сценарии организация экспорта в Польшу с Калининградской ТЭЦ-2 будет эффективной. Однако при сооружении второго блока Калининградской ТЭЦ-2 (ПГУ-450) необходимо строительство газопровода и газового хранилища. В этом случае тариф на шинах Калининградской ТЭЦ-2 возрастает более чем на 30% (3,72-4,01 цент/кВт·ч) и эффективность экспорта значительно снижается [148].

Вероятно, неправомерно полностью относить капвложения в объекты газовой отрасли для топливообеспечения Калининградской ТЭЦ-2 на объекты электроэнергетики, поскольку в прогнозной цене газа уже заложена определенная инвестиционная составляющая и, кроме того, газопровод и газовое хранилище могут обеспечивать топливом не только станцию. Расчеты тарифов на шинах Калининградской ТЭЦ-2 с учетом инвестиций в газовую отрасль были выполнены для демонстрации их влияния на снижение конкурентоспособности в том случае, если даже частично электроэнергетика будет вынуждена участвовать в финансировании строительства газопровода и газового хранилища.

Проведенные расчеты показывают, что варианты с выделением генерирующих мощностей достаточно эффективны. Однако, учитывая то, что в настоящее время существует договоренность только с республикой Беларусь, а также ввиду того, что на долю России будет приходиться около половины экспортируемой электроэнергии (при организации совместного экспорта), варианты с выделением генерирующих мощностей не могут обеспечить значительного прироста объема экспорта на перспективу.

Сооружение ВПТ на связях Украины, Беларуси, Калининграда с центрально-европейскими странами, в принципе, может обеспечить передачу любых достаточно больших количеств электроэнергии, однако, этот вариант потребует значительных капитальных затрат. Например, строительство ВПТ для передачи электроэнергии по существующим связям в размере 10 тыс. МВт [138] обойдется примерно в 762 млн. долл¹. Такой вариант может быть эффективен только при достаточно длительном сроке (12-15 лет) перехода на синхронную работу энергосистем Востока и Запада.

При складывающихся в настоящее время обстоятельствах переход на синхронную работу энергосистем Востока и Запада может произойти значительно быстрее - через 5-10 лет. Это подтверждается и подписанным в Варшаве главой РАО "ЕЭС России" и президентом Европейского союза электроэнергетической промышленности протоколом о сотрудничестве в марте нынешнего года [53]. Поэтому вариант сооружения ВПТ на перспективу представляется нецелесообразным.

В отличие от сооружения ВПТ строительство линии электропередачи постоянного тока может быть целесообразным при любом варианте работы энергосистем Востока и Запада.

Сооружение линий постоянного тока является более предпочтительным, чем линии переменного тока, при передаче электроэнергии на большие расстояния, а также, если существуют трудности при объединении энергосистем линиями переменного тока, и на перспективу

¹ Стоимость сооружения ВПТ определена по "Укрупненным показателям стоимости сооружения электрических станций и электрических сетей" (РАО "ЕЭС России". 2001 г.)"

могут рассматриваться как отдельные звенья Трансъевропейской объединенной энергосистемы.

Изучение возможности сооружения электропередачи большой пропускной способности между объединениями Востока и Запада ведется с 1992 г. Специалистами России, Беларуси, Литвы, Польши и Германии был разработан проект многоподстанционной передачи постоянного тока (МППТ) ± 500 кВ по направлению Россия - Беларусь - Литва - Россия (Калининградская область) - Польша - Германия (PE и VEAG) пропускной способностью 2000 - 4000 МВт и протяженностью 1945 км.

Сооружение этой МППТ позволит передавать значительные объемы электроэнергии - 10-20 млрд. кВт·ч.

Необходимо отметить, что при строительстве МППТ мощностью 2000 МВт тариф на передачу (1,56-1,87 цент/кВт·ч) почти в полтора раза выше, чем при строительстве энергомоста мощностью 4000 МВт (1,08-1,30 цент/кВт·ч)¹. Очевидно, что сооружение энергомоста большей мощности более выгодно, при этом может рассматриваться поэтапное строительство МППТ.

В период проведения исследований по МППТ в 1992-1999 гг. изменилось представление о назначении электропередачи. В начальный период она рассматривалась как транспортная магистраль с передачей в западном направлении значительных потоков электроэнергии (до 20 млрд. кВт·ч), что соответствовало представлениям конца восьмидесятых годов о росте цен на органическое топливо и предполагаемом дефиците электроэнергии в странах Западной Европы в перспективе. Прошедшее десятилетие не подтвердило эти прогнозы. Можно отметить, что высокая стоимость передачи для своей экономической эффективности требует заключения долгосрочных соглашений по обмену электроэнергией между странами, включая экспортные поставки.

¹ Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу по МППТ, приведены в Приложении табл. П.3.11.

Проектирование и строительство энергомоста потребует не менее 8-10 лет, учитывая сложность выбора и согласования трассы воздушной линии, поэтому реально передача может быть введена за пределами 2010 г. Размещение подстанции в России принято в районе Смоленской ГРЭС.

Россия заинтересована в сооружении энергомоста Восток-Запад, который позволит ей экспортировать электроэнергию в страны Западной Европы, а также повысит надежность электроснабжения Калининградской области.

Учитывая то, что МППТ может быть введена только после 2010 г., для обеспечения экспортных поставок, очевидно, потребуется ввод новых мощностей.

Выбор оптимального источника осуществлялся из следующих вариантов:

1. Сооружение 2-х КЭС на угле мощностью 4000 МВт (4хК - 500 на КАУ).
2. Строительство 2-х КЭС на газе мощностью 3600 МВт (4хПГУ - 450).
3. Сооружение КЭС мощностью 1800 МВт (4хПГУ - 450), работающей на природном газе и КЭС на угле мощностью 2000 МВт (4хК - 500 на КАУ).
4. Сооружение атомной электростанции мощностью 4000 МВт (4хВВЭР-1000), ввод первого агрегата планируется в 2011 г.

Для сравнения вариантов по критерию минимума приведенных суммарных затрат заполним платежную матрицу (табл.3.10) и составим таблицу характерных оценок (табл.3.11).

Как видно из табл. 3.10-3.11 наиболее рациональными вариантами являются строительство 2х КЭС на газе, либо АЭС. Однако проведенный анализ по критериям Вальда, Лапласа, Сэвиджа и Гурвица¹ показывает, что вариант со строительством газовых электростанций более эффективен.

¹ Для критерия Гурвица показатель пессимизма – оптимизма принимаем равным 0.5

Таблица 3.10

Суммарные дисконтированные затраты по альтернативным вариантам организации экспорта по МПЭТ Восток-Запад в размере 4000 МВт¹

млрд. долл.

Исходные показатели	Нижняя граница цены на топливо						Верхняя граница цены на топливо					
	низкие $K_{y,d}$			высокие $K_{y,d}$			низкие $K_{y,l}$			высокие $K_{y,l}$		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Варианты												
2xКЭС на угле	15,8	16,2	16,7	20,7	21,4	22,2	16,4	16,8	17,3	21,2	21,9	22,8
2xКЭС на газе	13,8	14,1	14,6	15,6	16,0	16,6	15,1	15,4	15,8	16,9	17,3	17,9
КЭС на угле + КЭС на газе	14,8	15,1	15,7	18,1	18,7	19,4	15,8	16,1	16,6	19,1	19,6	20,3
АЭС	13,5	14,3	15,3	16,3	17,3	18,5	13,7	14,5	15,5	16,5	17,5	18,8

Таблица 3.11

Характерные оценки по рассматриваемым вариантам

Варианты	Характерная оценка	Z_1^{\max}	Z_1^{\min}	\bar{Z}_1	R_1^{\max}
2xКЭС на угле		15,8	22,8	19,1	5,6
2xКЭС на газе		13,8	17,9	15,8	1,4
КЭС на угле + КЭС на газе		14,8	20,3	17,4	2,8
АЭС		13,5	18,8	16,0	1,9

Следует заметить, что по критерию Гурвица при показателе пессимизма - оптимизма равным нулю, вариант со строительством атомной электростанции будет эффективнее. Сценарий развития с низкими значениями исходных данных (цены на топливо, удельная сметная стоимость, ставка дисконтирования) представляется маловероятным, однако нужно иметь в виду, что при повышении уровня цен на газ более чем на 25% (при неизменной ставке дисконтирования и удельной сметной стоимости) вариант со строительством АЭС становится лучше, поэтому при принятии решения нельзя полностью исключить вариант с АЭС.

Проведенная оценка уровня отпускного тарифа с электростанций на газе показывает, что среднеотпускной тариф составит порядка 3,31-3,96 цент/кВт·ч. С учетом тарифа на передачу экспортный тариф составит 4,39-5,26 цент/кВт·ч, что на 39-27 % ниже прогнозного минимального уровня тарифа для промышленных потребителей. При условии, что экспортный тариф будет ниже на 15 % минимального уровня тарифа для промышленных

¹ Исходные данные, использованные для определения суммарных дисконтированных затрат, приведены в Приложении табл. П.3.12

потребителей, чистый доход от этой экспортной операции может составить примерно 206-415 млн. долл. ежегодно.

А при среднем и минимальном вариантах развития, (при более низком уровне электропотребления в России) возможен экспорт электроэнергии и мощности с оптового рынка. В этом случае экспортный тариф составит 3,98-4,9 цент/кВт·ч, что на 32-45 % ниже прогнозного минимального уровня тарифа для промышленных потребителей, а чистый доход составит примерно 290-514 млн. долл. ежегодно.

Следует отметить, что энергомост Восток-Запад может использоваться не только как транспортная магистраль для передачи электроэнергии с востока на запад, но и как связь, позволяющая существенно расширить энергообмен (с учетом разности в тарифах на электроэнергию) между энергосистемами стран, участвующих в проекте МППТ. Очевидно реализовать системный эффект в полном объеме (4000 МВт) не представляется возможным ввиду ограниченного числа стран участников проекта, однако даже реализация системных эффектов только между Россией и Германией в размере 1000 МВт позволит сэкономить порядка 160 млн. долл. в год. Расширение числа участвующих в проекте стран может существенно повысить эффективность проекта Восток-Запад.

Синхронная работа энергосистем Востока и Запада, безусловно, является наиболее перспективным техническим решением, обеспечивающим возможность взаимодействия генерирующего потенциала суммарной мощностью около 800 тыс. МВт и возможность использования в полной степени пропускной способности практически не используемых 11 существующих ВЛ 400-750 кВ (перечень межгосударственных линий связи Украины, Беларуси и Молдовы представлен в главе 2.1, табл.2.13). К тому же объединение на параллельную работу позволит экспортировать на Запад значительные объемы электроэнергии (до 40 млрд. кВт·ч).

Возможность обмена электроэнергией между энергосистемами Востока и Запада, а также экспорт из ЕЭС России основываются на следующих положениях:

- различие в структуре генерирующих мощностей и стоимости топлива;
- разница в сдвиге во времени суточных графиков нагрузки;
- возможность оказания аварийной взаимопомощи;
- имеющийся запас пропускной способности межгосударственных связей.

Исследование условий параллельной работы ЕЭС России, ОЭС Беларуси, Украины, Молдовы выполнялось в 1998-1999 гг. в рамках международной программы Tasis консорциумом энергетических компаний EDF (Франция), TRANSEBEL (Бельгия), RWE (Германия), CEZ (Чехия) при участии ЦДУ ЕЭС России, института "Энергосетьпроект" и ВНИИЭ. Переход на параллельную работу ЕЭС России с УСТЕ предполагается совместно с ОЭС Беларуси, Украины, Молдовы и стран Балтии. При этом особое значение имеет Украина, связанная по сетям 220-400-750 кВ с Болгарией, Румынией, Венгрией, Словакией и Польшей. ОЭС Беларуси связана с Польшей по одной ВЛ 220 кВ, а ОЭС стран Балтии вообще не имеет никаких межгосударственных линий связи с западными странами. В то же время несбалансированность топливно-энергетического баланса Украины, несмотря на снижение электропотребления, создает трудности в части поддержания частоты и сальдо перетоков с соседними энергосистемами. Это обстоятельство в последнее время часто приводило к раздельной работе ОЭС Украины с соседними энергосистемами.

Однако переход на параллельную работу ЕЭС России с УСТЕ только через ОЭС стран Балтии и Беларуси будет связан со значительными затратами на строительство новых сетей 330-400 кВ, поэтому вариант перехода на синхронную работу с ОЭС Украины более предпочтителен.

Проведенный экономический анализ и исследования работы энергосистем показали следующие возможности обмена при соединении ЕЭС России и TESIS:

1. Для синхронной работы рассматриваемых энергосистем могут быть использованы 9 ВЛ 750-400-220 кВ из 11 существующих, а также намечаемая новая ВЛ 400 кВ Литва – Польша. При отсутствии каких-либо ограничений для энергообмена, линии межсистемной связи обеспечивают возможность максимальной экономически выгодной передачи мощности с востока на запад в объеме примерно 6200 МВт в часы зимних пиковых нагрузок. Общая экономия затрат на топливо и эксплуатационных расходов составит более 1 млрд. долл. в год¹.
2. С учетом выполнения критерия n-1, при анализе всего участка межсистемной связи, максимально возможный объем обмена мощностью составит 5700 МВт в часы зимних пиковых нагрузок. Экономия затрат на топливо и эксплуатационных расходов в этом случае составит примерно 0,95 млрд. долл. в год.
3. Объемы ожидаемого экономически выгодного обмена мощностью в значительной степени определяются предполагаемыми переменными издержками производства электроэнергии. Снижение издержек производства в TESIS на 10 %, в соответствии с изменением цен на топливо, приводит к снижению объема обмена мощностью на 40 %.
4. По результатам проведенного анализа и учитывая фактор неопределенности в ценах на топливо и прогнозов нагрузки в рассматриваемый период можно сделать вывод, что с экономической точки зрения, нет необходимости в сооружении новых линий электропередачи.

¹ Данные для определения экономии затрат приведены в Приложении табл. П.3 13

Переход на параллельную работу ЕЭС России с TESIS позволит помимо реализации системных эффектов, экспортировать значительные объемы электроэнергии.

При экспорте электроэнергии по существующим связям в условиях синхронной работы энергосистем тариф на передачу составит всего 0,08 – 0,12 цент/кВт·ч соответственно при 6000 и 4000 часов загрузки экспортных ЛЭП¹. Очевидно, при таком тарифе на передачу экспорт электроэнергии для всех рассматриваемых вариантов развития электроэнергетики России будет эффективным.

Однако необходимо учитывать, что энергообъединения Востока и Запада развивались по собственным внутренним нормам и правилам и потребуются их адаптация при переходе на синхронную работу, особенно в отношении правил регулирования частоты и мощности. В установившихся режимах любой небаланс мощности в объединяемой энергосистеме должен компенсироваться постоянно доступным первичным регулировочным резервом, но не снижением частоты, как это иногда практикуется в ЕЭС России.

Различия в динамических характеристиках инерционности систем регулирования скорости турбин потребуют реконструкции систем регулирования на 90 блоках ТЭС в ЕЭС России, а также в ОЭС Беларуси, Украины, Молдовы и стран Балтии. Общие капитальные затраты в системы АРЧМ оцениваются примерно в 550-570 млн. долларов США. Учитывая эти затраты тариф на передачу может возрасти до 0,32-0,48 цент/кВт·ч (при 6000 и 4000 часов).

К тому же практически все существующие межгосударственные линии были введены в 60-70 – е годы, поэтому большинство этих сетей нуждается в реконструкции, причем, в основном, это относится к подстанциям, срок службы которых значительно меньше, чем у ЛЭП. Практически все имеющееся оборудование подстанции необходимо заменить на новое.

¹ Исходные данные для определения экспортного тарифа по существующим межгосударственным связям приведены в Приложении табл. П.3 14.

современное оборудование. Учитывая то, что стоимость подстанции составляет примерно 25 % от общей стоимости сооружения электрических сетей, затраты на реконструкцию условно принимаются в размере 25-30 % от стоимости нового строительства.

Предварительная оценка показывает, что стоимость замены оборудования подстанций по всем 11 существующим связям составит примерно 196-230 млн. долларов, при этом тариф на передачу будет на уровне 0,37-0,59 цент/кВт·ч.

Очевидно, что при переходе на синхронную работу, через 5-8 лет экспорт электроэнергии будут эффективен при всех трех рассматриваемых вариантах. Даже при внутреннем оптовом тарифе 3 цент/кВт·ч, экспортный тариф составит 3,37-3,59 цент/кВт·ч, что в два раза ниже прогнозного минимального уровня тарифа для промышленных потребителей в Западной Европе. Однако, если после 2010 г. возникнет необходимость ввода новых мощностей для организации экспорта, экспортный тариф может увеличиться до 3,68-4,55 цент/кВт·ч, что ниже минимального тарифа для западных промышленных потребителей на 49-37 %. При таком тарифе эффективность экспорта электроэнергии из России на Запад несколько снижается, однако даже при таком тарифе ежегодный доход может составить более 700 млн. долларов в год.

3.4. Выделение приоритетных направлений экспорта электроэнергии из России после 2010 г.

После 2010 г. для увеличения экспорта электроэнергии по другим направлениям могут рассматриваться следующие проекты:

1. Сооружение подводной кабельной линии Россия (Ленэнерго) – Финляндия протяженностью 100 км и с возможным объемом передаваемой мощности до 1000 МВт.
2. Увеличение пропускной способности кабельной линии Россия – Турция до 2000 МВт.

При сооружении подводной кабельной линии в Финляндию тариф на передачу по этой связи составит 1,44-1,73 цент/кВт·ч¹. При организации экспорта по этой связи могут быть рассмотрены варианты:

1. Сооружение ГРЭС на кузнецком угле (3хК-320).
2. Расширение Ленинградской АЭС (1хВВЭР-1000).
3. Сооружение ГРЭС на газе (3хПГУ-325)

Результаты сравнения по предложенным вариантам приведены в табл.

3.12.

Таблица 3.12.

Суммарные дисконтированные затраты по альтернативным вариантам организации экспорта по подводной кабельной линии Россия - Финляндия в размере 1000 МВт²

млрд долл

Исходные показатели	Нижняя граница цены на топливо						Верхняя граница цены на топливо					
	низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$			низкие $K_{уд}$			высокие $K_{уд}$		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Варианты												
КЭС на кузнецком угле	2,39	2,18	2,03	2,65	2,44	2,29	2,47	2,25	2,10	2,73	2,51	2,35
Ленинградская АЭС	1,99	1,88	1,81	2,33	2,21	2,13	2,00	1,89	1,82	2,34	2,22	2,14
КЭС на газе	2,13	1,96	1,84	2,41	2,23	2,14	2,32	2,12	1,97	2,60	2,39	2,23

Анализ характерных оценок (табл.3.13) показывает, что по всем критериям вариант расширения Ленинградской АЭС оказывается эффективнее.

¹ Исходные данные для определения экспортного тарифа по кабельной линии Россия-Финляндия приведены в Приложении табл. П.3.15.

² Исходные данные, использованные для определения суммарных дисконтированных затрат, приведены в Приложении табл. П.3.16.

Таблица 3.13

Характерные оценки по рассматриваемым вариантам

Варианты	Характерная оценка	z_1^{\max}	z_1^{\min}	\bar{z}_1	R_1^{\max}
КЭС на кузнецком угле		2,03	2,73	2,37	0,47
Ленинградская АЭС		1,81	2,34	2,06	0,00
КЭС на газе		1,84	2,60	2,20	0,32

Средний отпускной тариф с Ленинградской АЭС будет на уровне 3,27-3,86 цент/кВт·ч. С учетом затрат на передачу экспортный тариф составит 4,71-5,59 цент/кВт·ч, что на 10-25 % больше минимального прогнозного тарифа в Финляндии (4,2 цент/кВт·ч). Очевидно, что в таком случае сооружение подводной кабельной линии нецелесообразно, причем даже при минимальном электропотреблении в России в 2010 г. (930 млрд. кВт·ч), при котором оптовый тариф прогнозируется на уровне 2,9 цент/кВт·ч.

Увеличение пропускной способности кабельной линии Россия – Турция до 2000 МВт снизит тариф на передачу незначительно: с 2,45-2,86 цент/кВт·ч до 2,41-2,81¹ цент/кВт·ч. Однако в отличие от предыдущего проекта (Россия – Финляндия), эта связь может быть более эффективной, в основном, из-за высоких тарифов в Турции (до 8 цент/кВт·ч). Как показывают табл. 3.12. и 3.13 при принятых сметных стоимостях сооружения объектов и прогнозных ценах на топливо, строительство газовой станции будет самым эффективным вариантом для организации экспорта. Среднеотпускной тариф с электростанции на газе в ОЭС Северного Кавказа составит 3,31-3,81 цент/кВт·ч², с учетом затрат на передачу экспортный тариф будет равняться 5,72-6,62 цент/кВт·ч. При условии, что на период 2010 – 2020 гг. минимальный оптовый тариф для промышленных потребителей в Турции составит 7,9-8,0 цент/кВт·ч, полученный экспортный тариф будет ниже на 17-28 %.

¹ Исходные данные для определения экспортного тарифа по кабельной линии Россия-Турция приведены в Приложении табл. П.3.17.

² Тариф принят по результатам расчета финансовой эффективности расширения Краснодарской ГРЭС на газе (табл.3.9)

Экспорт электроэнергии с Ростовской АЭС будет эффективным лишь при удельных капитальных вложениях не более 1000 долл./кВт и при загрузке линии не менее 6500 часов в год.

Дальнейшее увеличение объема экспорта электроэнергии из России возможно за счет освоения азиатских рынков электроэнергии и мощности. Как показывают проведенные маркетинговые исследования в главе 2.2, среди азиатских стран важнейшими импортерами российской электроэнергии на перспективу могут стать Китай и Япония, хотя сейчас эти страны не проявляют достаточной заинтересованности в этом вопросе. К тому же напряженный топливно-энергетический баланс ОЭС Востока и сложные природно-климатические условия, увеличивающие в несколько раз стоимость сооружения электроэнергетических объектов, не позволяют рассматривать возможность организации экспорта электроэнергии и мощности в достаточно крупных объемах.

В настоящее время существует несколько экспортных проектов, которые могут быть реализованы в случае появления интереса со стороны Китая и Японии и при наличии возможности финансирования этих проектов.

С Китаем возможна работа на выделенные районы энергосистем ОЭС Сибири и Востока по линиям 110-220-500 кВ. Однако выделение отдельных потребителей или генерирующих источников не может обеспечить достаточно большого объема экспорта электроэнергии. Для передачи значительных потоков энергии необходимо сооружение линий постоянного тока.

В качестве первой транспортной передачи большой мощности из ОЭС Сибири в Китай следует рассматривать передачу по линии постоянного тока ± 500 (600) кВ, протяженностью 2500-3000 км и пропускной способностью 2000-3000 МВт из Иркутской энергосистемы (район Братска). Стоимость сооружения этой связи оценивается в размере 1,5 млрд. долларов [116].

При таких исходных технико-экономических показателях тариф на передачу составит 1,7-3,07 цент/кВт·ч (при ВНД = 12%), а диапазон изменения среднего экспортного тарифа на отправном конце

электропередачи колеблется в пределах 1,43-3,83¹ цент/кВт·ч, в зависимости от состава электростанций, обеспечивающих экспорт электроэнергии.

В отличие от Китая, с Японией возможна связь только по кабельным линиям постоянного тока.

В работе "Концепция создания и использования электроэнергетического потенциала о. Сахалин" [77] была проведена оценка масштабов возможного экспорта электроэнергии от новых тепловых электростанций на о. Сахалин, работающих на местном топливе – парогазовой электростанции на газе мощностью 4000 МВт (Сахалинская ГРЭС-2) и конденсационной электростанции на угле мощностью 2000 МВт (Солнцевская ГРЭС). Максимальный объем экспорта мощности и электроэнергии от данных электростанций в Японию составит 6000 МВт и 36 млрд. кВт·ч соответственно. Отпускной тариф по предварительным оценкам института "Энергосетьпроект" составит 6,5-6,7 цент/кВт·ч.

Для передачи мощности и электроэнергии предусматривается сооружение линии передачи постоянного тока напряжением ± 500 кВ (± 750 кВ), протяженностью 470 км. Затраты в электросетевое строительство предполагается в размере около 4 млрд. долларов. Тариф на передачу по предварительной оценке составит 2,20-2,64 цент/кВт·ч (при НДС = 12%).

Предварительные расчеты показывают, что тариф на передачу электроэнергии и мощности по новым межгосударственным связям Россия – Китай и Россия – Япония достаточно высокий. При прогнозируемом минимальном оптовом тарифе в Китае в размере 4,2-4,3 цент/кВт·ч и тарифе на передачу 1,7-3,07 цент/кВт·ч нельзя однозначно определить эффективность экспорта по новой связи из-за широкого диапазона изменения экспортного тарифа на отправном конце электропередачи и уровня тарифа на передачу. Очевидно, что при тарифе на передачу 1,7 цент/кВт·ч и экспортном тарифе 1,43 цент/кВт·ч экспорт будет эффективным. При увеличении этих показателей до 3,07 и 3,83 цент/кВт·ч соответственно – проект убыточен.

¹ по оценкам института "Энергосетьпроект"

В Японии тариф для промышленных потребителей прогнозируется на уровне 11,2-12,8 цент/кВт·ч. Учитывая то, что тариф на передачу составит 2,20-2,64 цент/кВт·ч и при отпускном тарифе с экспортных электростанций на о. Сахалин 6,5-6,7 цент/кВт·ч экспорт будет эффективным. Из-за высокой стоимости проекта (≈ 11 млрд. долларов) его реализация представляется возможной после 2020 г., однако, при участии японской стороны в финансировании, этот проект может быть реализован и в более ранние сроки.

Таким образом, при реализации вышеперечисленных экспортных проектов общий объем экспорта электроэнергии из России может увеличиться до 125-150 млрд. кВт·ч (табл.3.14)

3.5. Ранжирование основных инвестиционных проектов по увеличению объема экспорта электроэнергии из России.

Проведенный анализ эффективности экспортных проектов в электроэнергетике позволяет определить наиболее приоритетные направления экспортных потоков российской электроэнергии, характеризующихся наиболее высокой экономической эффективностью.

Перечень основных инвестиционных проектов для увеличения экспорта электроэнергии из России на перспективу и основные финансово-экономические показатели этих проектов представлены в табл. 3. 14.

Таблица 3.14

Перечень основных инвестиционных проектов для увеличения экспорта электроэнергии из России.

№	Электрические связи для увеличения экспорта электроэнергии из России	Возможный объем передачи <u>МВт</u> млрд. кВт·ч	Капвложения, млн. долл.	ЧДД/ прибыль млн. долл.	ИД
период до 2005 г.					
1.	Объем экспорта на основе предварительных соглашений ¹	<u>3,0</u> 17,9	-	75,2 ²	-
2.	Дополнительно возможный экспорт в страны СНГ и Балтии по существующим связям	<u>8600</u> 30-40	-	126-168 ²	-
3.	Электропередача Россия – Грузия – Турция	<u>700</u> 3,6-4,2	400	645	1,53
4.	Расширение Выборгской ВПТ (Россия-Финляндия)	<u>1775</u> 8,9-10,7	130	689	1,42
период 2005-2010 гг.					
5.	Объем экспорта на основе предварительных соглашений	<u>3,64</u> 19,82	-	83,2	-
6.	Дополнительно возможный экспорт в страны СНГ и Балтии по существующим связям	<u>8600</u> 30-40	-	126-168 ²	-

¹ Отчет за 2001 г.

² Ежегодная прибыль от осуществления экспортной операции.

№	Электрические связи для увеличения экспорта электроэнергии из России	Возможный объем передачи <u>МВт</u> млрд. кВт·ч	Капвложения, млн. долл.	ЧДД / прибыль млн. долл.	ИД
7.	Переход на синхронную работу энергосистем Востока и Запада	<u>5700</u> 22,8-34,2	746-800	6691	1,64
8.	Сооружение МППТ Россия - Беларусь - Литва - Польша - Германия	<u>4000</u> 10,0-26,0	1267	2693	1,42
9.	Электропередача Россия - Турция по подводной КЛ постоянного тока через Черное море	<u>1000</u> 6,0-6,5	932	411	1,17
10.	Выделение блоков Калининградской ТЭЦ-2 на синхронную работу с энергосистемой Польши	<u>450</u> 2,7-2,9	55	30	1,05
11.	Сооружение ВПТ в Кольской энергосистеме (Россия-Финляндия)	<u>600</u> 3,0-3,5	270	14	1,01
период 2010-2015 гг.					
12.	Объем экспорта на основе предварительных соглашений	<u>3,77</u> 22,22	-	93,3	-
13.	Дополнительно возможный экспорт в страны СНГ и Балтии по существующим связям	<u>8600</u> 30-40	-	126-168 ²	-
14.	Увеличение пропускной способности подводной КЛ постоянного тока Россия-Турция до 2000 МВт.	<u>2000</u> 12,0-13,0	1832	797	1,14
после 2015 г.					
15.	Объем экспорта на основе предварительных соглашений	<u>3,77</u> 22,22	-	93,3	-
16.	Дополнительно возможный экспорт в страны СНГ и Балтии по существующим связям	<u>8600</u> 30-40	-	126-168 ²	-

№	Электрические связи для увеличения экспорта электроэнергии из России	Возможный объем передачи <u>МВт</u> млрд. кВт·ч	Капвложения, млн. долл.	ЧДД / прибыль млн. долл.	ИД
17.	Кабельная линия (КЛ) постоянного тока Россия - Япония.	<u>6000</u> 30-36	3872	1662	1,10
18.	Передача постоянного тока Россия-Китай	<u>3000</u> 15,0-18,0	1500	178	1,06
ВСЕГО экспортный потенциал, в т.ч:		<u>32829</u> 160-212	11004-11058		
– объем экспорта на основе предварительных соглашений		<u>3,77</u> 22,22	-		
– дополнительно возможный экспорт в страны СНГ и Балтии по существующим связям		<u>8600</u> 30-40	-		
– объем экспорта при реализации основных экспортных проектов		<u>24 225</u> 108-150	11004-11058		

Как показывает таблица 3.14 на период до 2005 года оба инвестиционных проекта – и сооружение второй ВЛ 500 кВ Россия – Грузия для увеличения объема экспорта российской электроэнергии в Турцию и в Грузию и расширение Выборгской ВПТ для увеличения экспорта в Финляндию – являются достаточно выгодными. Несмотря на более высокие капиталовложения, проект увеличения объема экспорта электроэнергии в Грузию и Турцию эффективнее проекта расширения Выборгской ВПТ. Это объясняется, в основном, более высокими тарифами на электроэнергию в Турции по сравнению с Финляндией.

Необходимо отметить, что в этот период возможно увеличение объема экспортных поставок российской электроэнергии в страны СНГ до 40-50 млрд. кВт·ч по существующим связям без каких-либо дополнительных капиталовложений. Естественно, в условиях дефицита инвестиций, этот проект будет наиболее предпочтительным, и единственным ограничением в этом случае продолжает оставаться платежеспособность этих стран.

После 2005 г. увеличение экспортных поставок российской электроэнергии в зарубежные страны помимо стран СНГ, NORDEL и Турции возможно еще и в страны Центральной и Восточной Европы. Как показывает табл. 3.14 наиболее эффективным из экспортных проектов, рассматриваемых на период до 2010 г., является переход на синхронную работу с энергообъединением стран Центральной и Восточной Европы – TESIS. Высокая эффективность данного проекта обусловлена, прежде всего, отсутствием затрат на сетевое строительство. Проект сооружения МППТ Восток-Запад, который объединит энергосистемы пяти европейских стран (России, Беларуси, Литвы, Польши и Германии), тоже будет являться достаточно эффективным. Более того, предполагается, что линия постоянного тока будет проходить через территорию изолированной Калининградской области, а это существенно повысит надежность энергоснабжения потребителей дефицитной в настоящее время Калининградской энергосистемы.

Сооружение энергомоста Россия-Турция путем прокладки подводной кабельной линии по дну Черного моря является тоже экономически выгодным инвестиционным проектом – ИД = 1,17. Кроме того, реализация этого проекта предполагает усиление сетей в ОЭС Северного Кавказа, что повысит надежность этой энергосистемы.

Проект выделения Калининградской ТЭЦ-2 на синхронную работу с энергосистемой Польши, в отличие от предыдущих проектов, является менее экономичным, в основном, из-за относительно низких тарифов на электроэнергию в Польше (3,7 цент/кВт·ч).

Сооружение ВПТ в Кольской энергосистеме (Россия-Финляндия) также является экономически малопривлекательным: ИД=1,01, а чистый дисконтированный доход за 30 лет составит всего 14 млн. долл.

В период 2010-2015 гг. прирост объема экспортных поставок российской электроэнергии возможен за счет увеличения пропускной способности энергомоста Россия – Турция до 2000 МВт и сооружения новой

связи Россия – Финляндия по дну Финского залива. Однако из этих проектов экономически эффективным является только первый. Несмотря на некоторое снижение доходности (с 1,17 до 1,14), связанное, в основном, с ростом внутренних тарифов в России, проект расширения пропускной способности связи Россия – Турция остается достаточно эффективным. В отличие от него проект новой связи Россия – Финляндия при принятых отпускных тарифах на уровне 2010-2015 гг. в размере 2,9-4,2 цент/кВт·ч будет убыточным, так как к 2015 г. отпускные тарифы с ФОРЭМ или экспортных электростанций (без учета затрат на передачу), как было отмечено выше, приближаются к прогнозным тарифам для промышленных потребителей в Финляндии (4,3 цент/кВт·ч).

После 2015 г. объем экспорта электроэнергии из России в зарубежные страны можно увеличить за счет освоения азиатских рынков электроэнергии, прежде всего Китая и Японии. Как показывает табл. 3.14 в этот период наиболее выгодным является проект сооружения энергомоста Россия-Япония. Несмотря на достаточно высокие капитальные затраты в этот проект, он окупается, в основном, благодаря высоким тарифам в Японии (12-14 цент/кВт·ч). Эффективность экспорта российской электроэнергии в Китай значительно ниже (ИД=1,06) по сравнению с Японией (ИД=1,10).

Таким образом, анализ основных экспортных проектов (см. табл. 3.14) показывает, что на перспективу наиболее эффективными будут экспортные проекты, ориентированные на европейский рынок. Причем переход на синхронную работу с энергосистемой TESIS является наиболее эффективным. Эффективность данного проекта как уже отмечалось, обусловлена во многом наличием связей ЕЭС России с энергообъединением CENTREL через ОЭС Украины, Беларуси и Молдовы. Однако на экономическую эффективность экспортных проектов европейского направления будут оказывать значительное влияние и внутренние тарифы на собственную генерацию в странах-импортерах, а также величина платы за транзит через территории Украины, Беларусь и Молдовы, так как от их

уровня будут напрямую зависеть и конкурентоспособность российской электроэнергии. При анализе эффективности экспортных поставок российской электроэнергии в европейском направлении необходимо учитывать и процесс либерализации европейского рынка электроэнергии и мощности, происходящий в настоящее время на европейском рынке электроэнергии и мощности, поскольку этот процесс может серьезно повлиять на уровень тарифов в этих странах.

Влияние появления общеевропейского рынка электроэнергии и мощности на объемы экспортных поставок российской электроэнергии в страны Европы нельзя оценить однозначно. С одной стороны, как показывает опыт в Великобритании и Скандинавских странах, либерализация приведет к существенному снижению цен на электроэнергию. В этих странах после внедрения конкуренции цены на электроэнергию упали более чем на 20 %. Естественно, это обстоятельство приведет к снижению конкурентоспособности российской электроэнергии. С другой стороны, открытие национальных рынков электроэнергии в соответствии с Директивой Европейского Союза (ЕС) в среднем на 26 % (160-190 тыс. МВт) создает предпосылки для существенного увеличения объема экспортных поставок в страны ЕС, так как в настоящее время внутренний тариф на электроэнергию в России в 7 раз ниже, чем в среднем в странах ЕС. Выход на европейские рынки электроэнергии напрямую без посредников позволит российской электроэнергетике завоевать значительную часть европейского рынка. Однако при этом потребуются открытие собственного рынка, а также его либерализация. Учитывая то обстоятельство, что основной целью либерализации рынков энергоносителей в странах Европейского Союза, равно как и для любой другой страны, является повышение эффективности работы отраслей топливно-энергетического комплекса благодаря созданию в них конкурентной среды и за счет этого повышение экономической доступности и качества энергетических услуг, можно отметить, что негативные последствия, связанные со снижением цен на электроэнергию в

ЕС могут компенсироваться за счет выгод от либерализации внутреннего российского рынка. Поэтому даже при 20 % снижении цен на электроэнергию в ЕС российская электроэнергия будет оставаться конкурентоспособной, при условии, что внутренние цены на электроэнергию возрастут не более чем в 3-4 раза к 2010 году.

Таким образом, эффективность экспорта электроэнергии из России в зарубежные страны во многом будет определяться конъюнктурой электроэнергетических рынков в этих государствах. Следует отметить, что при заключении контрактов на экспорт электроэнергии на долгосрочную перспективу нельзя ориентироваться на один уровень тарифа, который в большой степени зависит от цен на органическое топливо, внутренней инфляции, изменения налогообложения в стране, различных схем финансирования вновь вводимых объектов, предназначенных для экспорта. Полученные варианты уровни тарифов являются ориентиром для сравнения с прогнозными тарифами на электроэнергию в государствах, рассматриваемых в качестве потенциальных инвесторов и должны использоваться при рассмотрении конкретных экспортных проектов между Россией и возможными импортерами.

Успешная реализация программы по увеличению экспорта электроэнергии из России требует проведения активной работы с потенциальными импортерами электроэнергии и странами – транзитерами, через энергосистемы которых может передаваться мощность, для разработки совместных проектов и исследований. Практика выполнения международных проектов по программам Tacis, TEN, финансируемым ЕС, показывает, что они не в полной мере отражают интересы России и технические особенности состояния и развития ЕЭС и ОЭС России. Поэтому представляется необходимым выполнение самостоятельных исследований по программам РАО "ЕЭС России" с возможным привлечением соисполнителей из числа заинтересованных стран.

Заключение

1. Проведенный анализ современной экспортной политики России выявил следующие основные недостатки:

– в российском экспорте доля топливно-энергетических ресурсов составляет более 50 %;

– всего лишь два товара - сырая нефть и природный газ - дают более 40% валютной выручки страны;

– по товарному наполнению структура российского экспорта ближе к структуре товарооборота развивающихся стран и не соответствует экономическому потенциалу страны.

2. Определено, что расширение экспорта российской электроэнергии является положительным фактором улучшения структуры российского экспорта ввиду следующих обстоятельств:

– по сравнению с основной массой экспортных товаров, электроэнергия обладает более высокой долей добавленной стоимости;

– при экспорте электроэнергии появляется возможность существенной экономии эксплуатационных и топливных затрат в энергосистемах всех участников за счет реализации системных эффектов;

– по величине установленной мощности электроэнергетика России занимает 4-ое место в мире и является уникальной единой энергосистемой, в которой в настоящее время существует порядка 10-12 тыс. МВт неиспользуемых генерирующих мощностей и значительный потенциал незагруженных магистральных ЛЭП;

– наличие значительных разведанных запасов ТЭР (газа, угля, нефти и ядерного топлива), что является важным фактором в развитии экспорта электроэнергии;

– имеется значительный и неиспользуемый в настоящее время потенциал предприятий энергомашиностроения и строительных организаций, научно-исследовательских и проектных институтов, который

может получить дополнительное развитие за счет расширения экспортных программ.

– Россия имеет существенные экологические преимущества при расширении производства электроэнергии за счет существенно более низкой, по сравнению с большинством сопредельных государств, антропогенной нагрузкой на единицу территорий, избыточными квотами на выброс парниковых газов и т.д.

3. Маркетинговый анализ потенциальной потребности зарубежных стран в импорте российской электроэнергии выявил возможности наращивания экспорта почти по всем направлениям:

– Северо-Западное - страны Северной Европы: Финляндия, Норвегия, Швеция и страны Балтии: Литва, Латвия, Эстония;

– Западное и Юго-Западное – страны СНГ: Беларусь, Украина, Молдова; страны Центральной Европы: Польша, Германия, Словакия, Чехия, Австрия, Венгрия; страны Юго-Восточной Европы и Балканского п-ова: Румыния, Болгария, Греция, Югославия;

– Южное – закавказские страны СНГ: Грузия, Азербайджан, Армения; страны Ближнего Востока: Турция, Иран;

– Юго-Восточное: Казахстан, Туркменистан, Таджикистан, Кыргызстан и Узбекистан;

– Восточное: Монголия, Китай, Северная и Южная Корея, Япония.

Потенциальная потребность зарубежных стран в импорте российской электроэнергии оценена на перспективу следующими величинами:

– На уровне 2005 г. – 283-328 млрд. кВт·ч;

– На уровне 2010 г. – 345-390 млрд. кВт·ч;

– На уровне 2015 г. – 428-519 млрд. кВт·ч;

4. Анализ существующей структуры мощностей ЕЭС России и различных сценариев роста электропотребления показывает, что:

– при максимальном уровне развития потребуется ввод мощности в достаточно крупных объемах (около 9 тыс. МВт в год). В этом

случае для организации экспорта необходимо сооружение специальных экспортных электростанций;

– при среднем варианте существующие избытки электроэнергии и мощности сохранятся до 2010 г., при условии ежегодного ввода 3-4 тыс. МВт. В таком случае в этот период возможен экспорт с ФОРЭМ, а после 2010 г. экспорт электроэнергии можно осуществлять путем сооружения экспортных электростанций;

– при низких темпах развития, избытки мощности и электроэнергии сохранятся на весь рассматриваемый период при ежегодном вводе 1,5 – 2 тыс. МВт.

5. Разработан методический подход к комплексной оценке экспортного потенциала российской электроэнергетики с учетом емкости рынков электроэнергии стран – потенциальных импортеров, регионального размещения свободных генерирующих и сетевых мощностей ЕЭС России, факторов риска, а также дополнительных системных эффектов от объединения энергосистем.

6. На основе комплексной методики выявлена группа первоочередных экспортных проектов для реализации в рамках программы экспорта российской электроэнергии. В данную группу вошли следующие экспортные проекты:

– увеличение объема поставок российской электроэнергии в страны СНГ (в основном, в Беларусь, Казахстан и Украину) по существующим связям до 32-37 млрд. кВт·ч.

– переход на синхронную работу с TESIS, что позволит ежегодно экспортировать до 40 млрд. кВт·ч.

– сооружение подводной кабельной линии по дну Черного моря Россия – Турция пропускной способностью 1000-2000 МВт, что позволит передавать 5-10 млрд. кВт·ч.

– расширение Выборгской ВПТ до 1775 МВт для увеличения объема экспорта российской электроэнергии в Финляндию до 9-11 млрд. кВт·ч.

7. Определены наиболее эффективные проекты развития генерирующих мощностей ЕЭС России для наращивания величины экспорта российской электроэнергии:

– для увеличения объема поставок российской электроэнергии в западноевропейские страны (TESIS) наиболее эффективно расширение или новое строительство газовых электростанций с ПГУ в западной части ОЭС Центра.

– для организации экспорта российской электроэнергии в Турцию расширение Краснодарской ТЭС с ПГУ-450 более эффективно по сравнению с вводом второго блока Ростовской АЭС в ОЭС Северного Кавказа.

для увеличения объема поставок российской электроэнергии в североевропейские страны (NORDEL) более эффективным является расширение Ленинградской и Кольской АЭС по сравнению с альтернативными станциями.

8. На основе разработанной комплексной методики определен экспортный потенциал страны, составляющий все экономически эффективные экспортные проекты в порядке убывания их эффективности. Реализация этих проектов позволит увеличить объем экспорта на 108 – 150 млрд. кВт·ч и для этого потребуется более 11 млрд. долл. капиталовложений в сетевые объекты, а с учетом существующих связей со странами СНГ и Балтии величина экспорта российской электроэнергии может возрасти до 140-190 млрд. кВт·ч против существующих в настоящее время 18 млрд. кВт·ч.

Литература

1. Абдулгамидов Н., Губанов С. "Российская экономика в системе мировых связей", ж/л "Экономист" 2000, № 3 стр. 38-51.
2. Агламишьян В. "Чубайса заменят: экспорт электроэнергии будет контролировать государство", "Независимая газета" от 11.03.2002 г.
3. Адамоков Р.К. "Анализ перспектив взаимодействия ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран". Материалы 15 - й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Вып. 1, ГУУ, М., 2000 г.
4. Адамоков Р.К. "Анализ экспортного потенциала атомной электроэнергетики". Материалы 13 - й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Вып. 1, ГУУ, М., 1998 г.
5. Адамоков Р.К. "Методический подход к оценке эффективности экспортных проектов в электроэнергетике". Материалы 17 - й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Вып. 1, ГУУ, М., 2002 г.
6. Адамоков Р.К. "Направления и эффективность экспорта электроэнергии из России". Материалы 15 - й Всероссийской научной конференции преподавателей. Вып. 1, ГУУ, М., 2000 г.
7. Адамоков Р.К. "Обзор приоритетных проектов по электросетевым проектам для международного сотрудничества в Северо-Западном регионе России". Материалы 16 - й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Вып. 1, ГУУ, М., 2001 г.
8. Адамоков Р.К. "Экспортный потенциал электроэнергетики России". Материалы 14 - й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Вып. 1, ГУУ, М., 1999 г.
9. Александров Г.Н. "Передача электроэнергии на дальние расстояния" ж/л "Электричество", 2000 г. № 7 стр. 8-16
10. Алексеев В. "Украина объединится с Россией только энергосистемами", "Парламентская газета", 04.07.2001 г.

11. Амиров И. "ОПЕК и Россия", ж/л "Мировая экономика и международные отношения", №7, 1993, стр. 42-51.
12. Андрианов В.Д. "Мировая энергетика и энергетика России", ж/л "Экономист", 2001, №2 стр. 33-42.
13. Андрианов В.Д. Россия: экономический и инвестиционный потенциал. – М.: ОАО "Издательство "Экономика", 1999 г.
14. Армеев В. "Россия отстает от мирового сообщества в реформировании электроэнергетики", "Время – МН": 21.04.2001 г.
15. Бабин П. "Основы внешнеэкономической политики", М.: ОАО "Изд-во "Экономика", 1997 г.
16. Байков Н. "Первичные энергоресурсы: историко-статистический анализ мирового потребления и производства нефти, природного газа и угля в XX столетии", ж/л "Р.И.С.К", №1, 2001 г., стр. 87-97
17. Баранов Б.А. "О динамике и структуре потребления электроэнергии и тарифах на энергоносители в России", ж/л "Энергоменеджер" 2000, выпуск 20 стр. 18-21.
18. Батов В.В. и др. "Технико-экономические обоснования условий расширения экспорта электроэнергии АЭС за счет замещения экспорта органического топлива": М., ЦНИИАтоминформ, 1998 г.
19. Бизнес-планирование в акционерных обществах энергетики и электрификации, под. ред. Образцова С.В. Москва 1997 г.
20. Блеха К. и др. "Испытание автономной параллельной работы энергосистем стран Восточной и Западной Европы", ж/л "Электричество" 1994, № 10 стр. 1 – 9.
21. Болотов Ю.Х. "ТЭК России в фактах и цифрах", ж/л "Энергетик" 2000, № 12 стр. 8.
22. Бондаренко А.Ф. и др. "Проблемы объединения энергосистем европейских стран", ж/л "Электричество", № 11 1991 г. стр. 1-8
23. Борисов С. "На сырье надежды мало", газета "Экономика и жизнь", 1997г. № 47. стр. 30

24. Броня на вывоз, ж/л. "Коммерсант-Власть", №8, 1998 г.
25. Бурмистров В.Н. и Холопов К.В. "Внешняя торговля Российской Федерации", М.: Юристъ, 2001 г.
26. Бушуев В.В., Мастепанов А.М. "Восточный вектор энергетической политики Российской Федерации" ж/л "ТЭК", 1999 г. № 3, стр. 7-9.
27. Бюллетень иностранной и коммерческой информации (БИКИ) 1997 № 95.
28. Бюллетень иностранной и коммерческой информации (БИКИ) 1998 № 102.
29. Бюллетень иностранной и коммерческой информации (БИКИ) 1998 № 16.
30. Бюллетень иностранной и коммерческой информации (БИКИ) 1998 №5.
31. Веревкин Л.П. "От кризиса до кризиса" ж/л "Энергия", 2001 г. № 6 стр. 56-60.
32. Вигура А.Н., Семенов В.А. "О мировых ценах на электроэнергию", ж/л "Энергетика за рубежом", приложение к журналу "Энергетик", выпуск 2, 2000 г. стр. 27 – 29.
33. Власова О. "Мирный атом возвращается", ж/л "Эксперт", 18.06.2001 г.
34. Внешнеэкономические связи РСФСР в 1989 году., М.: Информационно-издательский центр, 1990 г.
35. Воинов Ю. "Россия – страны Центральной и Восточной Европы: новый выбор", ж/л. "Внешняя торговля", № 7-9, 1998 г.
36. Волкова Е.А. и др. "Оценка сравнительной эффективности экспорта электроэнергии из России", ж/л "ТЭК", 1999 г. № 3, стр. 72-76.
37. Волкова Е.А. и др. "Прогноз конъюнктуры европейских рынков и экспорта электроэнергии из России в Европу, ж/л " Энергетик", 2000 г. № 7, стр. 2-7.
38. Волконский В., Кузовкин А. "Цены на энергоресурсы в России и зарубежных странах", ж/л "Экономист", 2000 г. № 11 стр. 11-23
39. Воропай Н.И. и др. "К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России", ж/л "Электричество", 2000 г. № 5 стр. 2-10
40. Воропай Н.И., Подковальников С.В. "Международная конференция "Энергетическая интеграция в Северо-Восточной Азии: перспективы

- формирования межгосударственных электроэнергетических систем" и заседание рабочей группы "PEACE Network", ж/л "Электричество" 2001, № 3 стр. 66-69.
41. Воскресенский С.М. "Государство и проблема экспорта электроэнергии", ж/л "Экономика и финансы электроэнергетики" 2000, № 6 стр.172-177.
 42. Газеев М.Х. и др. "Концепция прогноза экономических показателей ТЭК": Прил. к журналу "Экономика топливно-энергетического комплекса России", М.: ВНИИОЭНГ,1994 г.
 43. Гладкий Ю.Н. и др. "Экономическая география России", М.: Гардарика, изд-во "Кафедра - М", 1999 г.
 44. Годовой отчет ОДУ Востока за 2000 г., техническая часть, г. Хабаровск, 2001 г.
 45. Годовой отчет ОДУ Северного Кавказа за 2000 г., техническая часть, г. Пятигорск, 2001 г.
 46. Годовой отчет ОДУ Северо-Запада за 2000 г., техническая часть, г. Санкт-Петербург, 2001 г.
 47. Годовой отчет ОДУ Сибири за 2000 г., техническая часть, г. Красноярск, 2001 г.
 48. Годовой отчет ОДУ Средней Волги за 2000 г., техническая часть, г. Самара, 2001 г.
 49. Годовой отчет ОДУ Урала за 2000 г., техническая часть, г. Екатеринбург, 2001 г.
 50. Годовой отчет ОДУ Центра за 2000 г., техническая часть, г. Москва, 2001 г.
 51. Годовой отчет РАО "ЕЭС России" за 2000 г., ж/л "Экономика и финансы электроэнергетики" 2001, № 5 стр. 57-128.
 52. Гривас К. "Энергетический фундамент европейской независимости", ж/л. "Мировая энергетическая политика" №2, 2002 г. стр. 18-22
 53. Губенко О. "Новый свет: объединение энергосистем России и европейских стран возможно", Известия, от 22.03.2002 г.
 54. Губенко Ольга "Ловушка для энергетика", Известия, 29.06.2001г.

55. Давыдова М. "Чубайс увеличивает экспорт за счет "Газпрома" и неплатежеспособных потребителей", газета "Экономика", № 137 от 27 июня 2000 г.
56. Давыдова М. "Энергетический рывок откладывается. Россия и ЕС продолжают консультации по поставкам нефти и газа в Европу", газета "Экономика", № 245 от 31 октября 2000 г.
57. Джангиров В.А. "Современное состояние электроэнергетики и перспективы формирования единого энергетического пространства СНГ", ж/л "ТЭК", 2000 г. № 1, стр. 111-114.
58. Джангиров В.А., Баринов В.А. "Перспективы формирования Евразийского суперэнергообъединения", ж/л "Электричество", 2000 г. № 7 стр. 16-24.
59. Дронов Р. "Стратегия импортозамещения", ж/л "Экономист" 2000, № 10 стр. 70-75.
60. Европейская энергия к 2020 г. Сценарный подход. (пер. с англ.) Комиссия ЕС. Брюссель, 1996 г.
61. Европейские контракты на поставку электроэнергии, ж/л "Вестник электроэнергетики", 1999 г. № 2, стр. 24-25.
62. Зеленый документ. Выработка общеевропейской стратегии надежного энергоснабжения/Комиссия ЕС. Брюссель, 29.11.2000 г. com (2000) 769 final.
63. Земцов А., Тихонова Ю. "Монополия на свет: EDF – госкомпания, которая не замыкается в национальных рамках", ж/л. "Компания", от 21.01.2002г.
64. Зубков Н. "Выходя, гасите свет! Но спасет ли только это экономику Молдовы?", ж/л "Коммерсант Молдовы", 15.06.2001 г.
65. Иванов И. "У великой энергетической державы есть своя энергетическая дипломатия", ж/л. "Мировая энергетическая политика" №2, 2002 г. стр. 8-10
66. Илларионов А. "Реформа энергетики может стать еще одним примером "приватизации" государства", "Независимая газета", 19.05.2001 г.

67. Иркутск против строительства электролинии в Монголию, газета "Экономика и бизнес", 07.05.2001 г.
68. Йоран Перссон: "Для сотрудничества с Россией мы сделаем все, что в наших силах", газета "Время новостей", 25.05.2001 г.
69. Как Виктор Кресс предложил уволить Анатолия Чубайса. Этапы реформирования электроэнергетики. ж/л Коммерсантъ; 18.05.2001 г.
70. Катренко В. "Бережливость - путь к достатку: России предстоит вдвое снизить энергоёмкость валового внутреннего продукта" газета "Труд", 16.02.2001 г.
71. Классом М. "Росэнергоатом" отберет экспорт у РАО "ЕЭС", "Время – MN", 05.07.2001 г.
72. Классон М. "ЕЭС метит в Европу", "Время МН" от 21,03,2002 г.
73. Княжанский В. "На параллельных курсах. Российско-украинское энергетическое противостояние продолжается", газета "День" (Киев), 04.07.2001 г.
74. Козерчук Е., Синюгин О. "Ценовая конкуренция угля и газа на мировом рынке и рынке АПЕК", ж/л "Энергия" 2000, № 9 стр. 19-23.
75. Кокшаров А. "Как учинить конкуренцию: зарубежный опыт", ж/л "Эксперт", 23.04.2001 г.
76. Концепция объединения энергетических систем стран ЧЭС (ОЭС Черноморского экономического сотрудничества: Албания, Армения, Азербайджан, Болгария, Грузия, Греция, Молдова, Румыния, Россия, Турция, Украина), ОАО "Институт"Энергосетьпроект", Москва, 1996 г.
77. Концепция создания и использования электроэнергетического потенциала о. Сахалин, Москва, РАО "ЕЭС России", 1997 г.
78. Конъюнктура мировых товарных рынков в 1997 году и её влияние на динамику российского экспорта, ж/л. "Внешняя торговля", № 4-6, 1998г.
79. Кормнов Ю.И. "Внешнеэкономические связи в условиях глобализации мировой экономики", ж/л "Экономист" 2000, № 9 стр. 31-37.

80. Кормнов Ю.И. "Оценка макроэкономической эффективности внешнеэкономических связей России", ж/л "Экономист" 2002, № 4 стр. 16-28.
81. Корректировка "Схемы развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 года. Сводный том. Энергосетьпроект. Москва. 2001 г.
82. Корякин Ю.И. "Где и как горит российский газ?", ж/л "Энергия" 2000, №9 стр. 12-18.
83. Коссов В. В. "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов", М.: Изд-во "Экономика", 2000 г.
84. Кузовкин А.И. "Обвал рубля и эффективность экспорта ТЭР", ж/л "ТЭК", 1998 г. № 3 – 4, стр. 77-80.
85. Курс экономической теории /под ред. Сидоровича А.В., М.: Изд-во "ДИС", 1997 г.
86. Кучеров Ю.Н. "Россия – Запад. Торговля электроэнергией", ж/л "ТЭК", 2000 г. № 1, стр. 107-111.
87. Кучеров Ю.Н. и др. "О подготовке электрических станций к синхронной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы", ж/л "Электрические станции" 2000, № 4 стр. 3 – 10.
88. Кучеров Ю.Н. и др. "О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы", ж/л "Электрические станции" 2000, № 4 стр. 19 – 21.
89. Левченко Г. "Ждем, когда грянет гром? Реформа РАО "ЕЭС России" без модернизации оборудования на электро- и атомных станциях не даст желаемого результата", "Российская газета", 25.05.2001 г.
90. Лукьянов Ф. "Дешевый газ нас развратил", газета "Время новостей", 29.06.2001г.
91. Любовь к электричеству, ж/л "Эксперт", 18.18.1995 г.
92. Макаров А.А. "Мировая энергетика и Евроазиатское энергетическое пространство". – М.: Энергоатомиздат, 1998 г.

93. Макаров А.А. "Ответы на вопросы по технико-экономическому обоснованию стратегии развития энергетики России на перспективу до 2030 года.": М., ИНЭИ РАН, 1998 г. Рабочие материалы.
94. Малютина И. "Инвесторы тянутся к энергомоству. РАО "ЕЭС" подыскивает западных инвесторов для реализации проекта "Кольский энергомоств", чтобы расширить экспорт электроэнергии", "Деловой Петербург" (Санкт-Петербург), 08.05.2001 г.
95. Манько А.М. "Россия на мировых рынках – взгляд в прошлое", ж/л. "Внешняя торговля", № 4, 1998 г.
96. Марченко Е.А. "Качество частоты в ЕЭС России в свете западноевропейских требований" 2001 г. №2 стр. 47-52.
97. Марченко О.В. "Сопоставление стоимости транспорта газа и электроэнергии": М., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАИ, 1998 г.
98. Милованов В. "Внешнеэкономические связи югославянских государств с Россией", ж/л. "Внешняя торговля", № 4-7, 1998 г.
99. Минатом готов экспортировать электроэнергию в Европу, газета "Сегодня", 12.09.2000 г.
100. Министр иностранных дел России Игорь Иванов отбыл в Финляндию с двухдневным рабочим визитом, Источник: "Тверские ведомости", 11.05.2001 г.
101. Мовсесян А. "Изменения в системе мирового хозяйствования", ж/л "Экономист" 2000, № 12 стр. 79-87.
102. Мовсесян А., Огнивцев С. "Некоторые тенденции мировой экономики". ж/л "Экономист" 2000, № 7 стр. 85-95.
103. Молодцов С.Д. "Электроэнергетика мира в 90-х годах", ж/л "Электрические станции", 1999 г. № 5, стр. 58
104. Новожилов И.А. "Об итогах работы отрасли "Электроэнергетика" в 2000 г.", ж/л "Энергетик" 2001, № 3 стр. 2-5.

- 105.О мерах по совершенствованию топливной политики в электроэнергетике, Москва, РАО "ЕЭС России", 2000 г.
- 106.О стратегии развития электроэнергетики России на ближайшие 15 лет, ж/л "Энергетик" 2001, № 1 стр. 2 – 5.
107. Оптимизация вариантов развития экспорта электроэнергии из ЕЭС России и ОЭС Беларуси в страны Центральной и Западной Европы на ближнюю и дальнюю перспективу, ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект" Москва, 2001 г.
- 108.Основные направления реформирования электроэнергетики России, газета "Деловой Петербург" (Санкт- Петербург); 22.05.2001 г.
109. Основные положения развития электроэнергетики на период до 2020 г., ИНЭИ РАН, Москва, 2001 г.
- 110.Оценка эффективности разных способов технического перевооружения и нового строительства ТЭС, ИНЭИ РАН, Москва, 2001 г.
- 111.Параллель Чубайса. Транзит российской электроэнергии на Запад через Украину технически невозможен, утверждают специалисты, газета "День" №84 (Киев); 16.05.2001 г.
112. Паршев А.П. "Почему Россия не Америка", Изд-во "ФОРУМ", М.:2000 г.
- 113.Портер М. "Международная конкуренция: конкурентные преимущества стран (пер. с англ.)", М.: "Международные отношения", 1993 г.
- 114.Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами) Книга 1, 2, 3./ под. ред. Раппопорта А.Н., М.: НЦПИ, 1999 г.
- 115.Предложение к Декларации о намерениях строительства второго блока Ростовской АЭС и линии электропередач для экспорта электроэнергии, ЗАО "Интер ЭСП", Москва, 2000 г.
116. Предложения к программе экспорта электроэнергии из России на период до 2020 года. Сводный том, ОАО "Институт"Энергосетьпроект", Москва, 1999 г.

117. Предложения к программе экспорта электроэнергии из России на период до 2005 года. Том 2. "Принципиальные направления экспортной политики России в области электроэнергетики на период до 2005 г.", ОАО "Институт"Энергосетьпроект", Москва, 1998 г.
118. Предложения к программе экспорта электроэнергии из России на период до 2010 года. Том 2. "Принципиальные направления экспортной политики России в области электроэнергетики на период до 2010 г.", ОАО "Институт"Энергосетьпроект", Москва, 1998 г.
119. Привалов К. "Потребители любят газ, когда он дешевый", газета "Время новостей", 29.06.2001 г.
120. Проект высоковольтной электрической системы передач – Балтийское кольцо. Сводный том. (пер. с англ.), ГанOVER, 16 апрель 1998 г.
121. Проект экспорта электроэнергии в Монголию может остаться только проектом, газета "Новости компаний и рынков" (Иркутск), 04.05.2001 г.
122. Проект Энергомоста Сахалин – Япония: РАО "ЕЭС России", Москва; корпорация "Марубени", Токио, 2000 г.
123. Протокол заседания Координационного комитета Пройссен Электра, Польских электроэнергетических сетей (ПСЕ), ГК "Белэнерго" и РАО "ЕЭС России" по вопросам передачи электроэнергии из России и Беларуси в страны Центральной и Западной Европы. (Москва, 11.02.2000г.).
124. Пузакова Е. П, и др. "Формы международных экономических отношений Ростов н/Д: РГЭА, 1999 г.
125. Разработка технических предложений и проведение исследований по определению эффективности объединения энергосистем стран региона Балтийского моря ("Балтийское кольцо"), ОАО "Институт" Энергосетьпроект", Москва, 1997 г.
126. Разуваев В. "Зачем России становиться мировой державой?", ж/л. "Мировая энергетическая политика" №2, 2002 г. стр. 35-39

- 127.Разумовский К. "Москва и Киев будут дружить киловаттами", ж/л Коммерсантъ, 28.06.2001 г.
- 128.Ремезев А.Н. и др. "Техническое перевооружение в электроэнергетике России" ж/л "ТЭК", 1999 г. № 3, стр. 37-40.
- 129.Рикардо Д. "Начало политической экономии и налогового обложения" (пер. с англ.) М.: Из-во "Эконов-Ключ", 1993 г.
- 130.Российский статистический ежегодник: Стат.сб./Госкомстат России. – М.,1999 г.
131. Россия в ВТО: Мифы и реальность, ж/л "Вопросы экономики" №2, 2002 г.
132. Россия в цифрах. Официальное издание/ Госкомстат России. – М.,2001-2002 г.
- 133.Рубцов А. "Провода могут быть едины, а электроны у каждого свои", "Российская газета" 19.09.2000 г.
- 134.Рыбальченко И. ""Росэнергоатом" вытесняет РАО "ЕЭС" с внешнего рынка", ж/л "Коммерсантъ" 04.07.2001 г.
- 135.Рыльский В.А. и др. "Перспективы развития Российской экономики. Электроэнергетический мост Россия – Америка реален уже в будущем веке", ж/л "ТЭК", 1998 г. № 3 – 4, стр. 23-27.
- 136.Седых И. " Мировая торговля растет без России. Москва упускает шанс использовать нефтедоллары для структурной реформы", газета "Экономика", № 272 от 5 декабря 2000 г.
- 137.Семенов В.А. "Энергоресурсы в цифрах", ж/л "Энергетика за рубежом", приложение к журналу "Энергетик", выпуск 3, 2000 г.
138. Синхронное соединение сетей TESIS и UPS: требования и обоснованность, ОАО "Институт" Энергосетьпроект", Москва, 1999 г.
- 139.Системный подход при управлении развитием электроэнергетики, под. ред . Беляев Л.С и др., Новосибирск: Наука, 1980 г.
- 140.Скакун П. "О регулировании внешней торговли и другом", ж/л. "Внешняя торговля", № 7-9, 1998 г.

141. Смирнов И.М., Файбисович Д.Л. "Электроэнергетика Турции", ж/л "Электрические станции", 2000 г. № 6, стр. 67
142. Смит А. "Исследование о природе и причинах богатства народов" (пер. с англ.) М.: Из-во "Эконов-Ключ", 1993 г.
143. Спиридонов И.А. "Международная конкуренция и Россия", М.: ИНФРА – М, 1997 г.
144. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / под ред. Рокотяна С. С. и Шапиро И. М. Изд. 2-е перераб. и доп. М., "Энергия", 1977 г.
145. Стратегия развития электроэнергетики на период до 2020 г., Москва, ИНЭИ РАН, 2000 г.
146. Схема развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 года. Этап 6. Сводный том. Энергосетьпроект. Москва. 1999г.
147. Техничко-экономические предложения по вариантам развития межгосударственных электрических связей ЕЭС России, ОЭС Белоруссии и энергосистемы Польши с целью передачи мощности и электроэнергии в страны Западной и Центральной Европы на ближнюю и среднесрочную перспективу, ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект", Москва, 2000 г.
148. Техничко-экономические предложения по вариантам экспорта электроэнергии из ОЭС Беларуси с выделением блоков Березовской ГРЭС и Калининградской ТЭЦ – 2 (РАО "ЕЭС России"), ОАО "Институт" Энергосетьпроект", ГП "Белэнергосетьпроект", Москва, 2002 г.
149. Топливная политика в электроэнергетике. Материалы совместного заседания НТС РАО "ЕЭС России" и Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики. 28 марта 2000 г. Научно-технический сборник., РАО "ЕЭС России". Научно-технический Совет. М.: 2000 г.

150. Топливо-энергетический комплекс России: состояние тенденции, перспективы // Прил. к обществ.-дел журн. «Энергетическая политика». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998 г.
151. Третьяков В. "Россия и Европа: сегодня и десять лет спустя", ж/л "Мировая энергетическая политика" №2, 2002 г. стр. 10-15
152. Укрупненные показатели стоимости сооружения электрических станций и электрических сетей, Москва, РАО "ЕЭС России", 2001 г.
153. Уринсон Я. "Перспективы российской электроэнергетики", ж/л "Вопросы экономики", 2000 г. № 4, стр. 71-83.
154. Устинов И.Н. "Мировая торговля: статистическо-аналитический справочник". М.: ОАО "НПО"Экономика", 2000 г.
155. Файбисович Д.Л. "Некоторые итоги развитие электроэнергетики Польши в 90-е годы", ж/л "Электрические станции", 2001 г. № 12, стр. 68
156. Файбисович Д.Л. "Развитие электрических сетей Китая", ж/л "Электрические станции", 1999 г. № 2, стр. 67
157. Файбисович Д.Л. "Электроэнергетика Японии", ж/л "Электрические станции", 1999 г. № 11, стр. 70
158. Файбисович Д.Л. "Энергетика Южной Кореи в 1999 году", ж/л "Электрические станции", 2001 г. № 8, стр. 67-71.
159. Ходов Л. "Рынки стран Персидского залива и возможности российского экспорта", № 1, 1998 г.
160. Худяков В.В. и др. "Расчет технико-экономических характеристик электропередач в условиях рыночной экономики" ж/л "Электричество" 1994, № 6 стр. 16 – 21.
161. Шпаков Е. "Франсуа Руссли: "Наши инвестиции обеспечиваются за счет самофинансирования"/Независимая газета - Политэкономика, 22.05.2001 г.
162. Щетинин В.Д. "Экономическая дипломатия". – М.: Международные отношения, 2001 г.
163. Электроэнергетика России (статистический обзор), М.: АО "Информэнерго", 1996 г. стр.22-23.

164. Электроэнергетика России. История и перспективы развития./под. общей ред. Дьякова А.Ф. – М: АО "Информэнерго", 1997 г.
165. Энергетика СССР в 1971 – 1975 гг. под. ред. Павленко А.С., М., "Энергия", 1972 г.
166. Энергетика СССР в 1976 – 1980 гг. под. ред. Первухина А.М., М., "Энергия", 1977 г.
167. Энергетика СССР в 1981 – 1985 гг. под. ред. Аксютина Г.А., М., "Энергия", 1981 г.
168. Энергетика СССР в 1986 – 1990 гг. под. ред. Воробьева М.С., М., "Энергия", 1987 г.
169. Якушев А.П. "Будущее электроэнергетики республики Беларусь", ж/л "Энергия", 2001 г. № 4, стр. 7-13.

Приложения

Таблица П.1.1

Рейтинг стран по стоимостному объему внешней торговли (1997 г.)
(млрд. долл.)

№ п/п	Страна	Оборот	Экспорт	Импорт	Баланс
1	США	1588,1	688,9	899,2	-210,3
2	Германия	953,2	511,7	441,5	70,2
3	Япония	759,5	421,1	338,4	82,7
4	Великобритания	587,7	280,1	307,6	-27,5
5	Франция	554,6	287,8	266,8	21,0
6	Италия	447,5	238,9	208,6	30,3
7	Канада	415,4	214,4	201,0	13,4
8	Гонконг	396,7	188,1	208,6	-20,5
9	Нидерланды	370,6	193,5	177,1	16,4
10	Китай	325,1	182,7	142,4	40,3
11	Бельгия / Люксембург	323,0	167,5	155,5	12,0
12	Южная Корея	281,2	136,6	144,6	-8,0
13	Сингапур	257,4	125,0	132,4	-7,4
14	Тайвань	240,1	121,9	118,2	3,7
15	Испания	227,5	104,8	122,7	-17,9
16	Мексика	222,9	110,4	112,5	-2,1
17	Малайзия	157,3	78,7	78,6	0,1
18	Швейцария	151,9	76,1	75,8	0,3
19	Швеция	147,6	82,4	65,2	17,2
20	<i>Россия</i>	<i>137,9</i>	<i>85,0</i>	<i>52,9</i>	<i>32,1</i>
21	Австралия	129,0	63,2	65,8	-2,6
22	Таиланд	122,7	58,2	64,5	-6,3
23	Австрия	120,1	56,9	63,2	6,3
24	Бразилия	118,8	53,0	65,8	-12,8
25	Индонезия	95,1	53,4	41,7	11,7

Таблица П.1.2

Товарная структура импорта России
(в текущих ценах, СИФ)

	1993 г.		1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	36,1	100	38,7	100	46,7	100	53,6	100	44,1	100	39,5	100	44,9	100	53,4	100
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного)	7,5	20,7	10,7	27,7	13,2	28,2	13,4	25,1	10,8	24,5	10,4	26,3	9,8	21,8	11,7	21,9
Минеральные продукты	1,8	5,1	2,5	6,5	3,0	6,4	3,1	5,8	2,4	5,4	1,6	3,9	2,9	6,5	2,2	4,1
Продукция химической промышленности, каучук	2,3	6,3	3,8	9,9	5,1	10,8	7,7	14,4	6,6	14,9	6,4	16,1	8,1	18,0	9,7	18,2
Кожевенное сырье, пушнина и изделия из них	0,7	2,0	0,2	0,5	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,0	0,0
Древесина и целлюлозно-бумажные изделия	0,2	0,5	0,6	1,5	1,1	2,4	1,9	3,6	1,7	3,8	1,4	3,6	1,7	3,8	2,1	4,0
Текстиль и текстильные изделия, обувь	3,9	10,7	3,1	7,9	2,6	5,6	2,4	4,5	1,8	4,0	2,1	5,3	2,6	5,9	3,2	6,0
Металлы, драгоценные камни и изделия из них	3,0	8,4	2,6	6,8	3,9	8,4	3,8	7,0	3,1	7,0	3,0	7,6	3,7	8,3	4,0	7,5
Машины, оборудование и транспортные средства	11,4	31,5	13,6	35,2	15,8	33,8	18,9	35,3	15,9	36,2	13,1	33,2	14,2	31,6	18,2	34,0
Другие товары	5,4	14,8	1,5	4,0	1,9	4,0	2,1	3,9	1,7	3,8	1,4	3,6	1,7	3,8	2,3	4,3

Таблица П.1.3

Импорт России некихогорых продовольственных товаров
(в текущих ценах, СИФ)

	1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.	
	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного), всего	10701,4	100	13193,7	100	13444,8	100	10804	100
Мясо, в т.ч. мясные консервы	1066,4	10,0	2212,5	16,8	2236	16,6	1813	16,8
Рыба	100,4	0,9	197,1	1,5	272,6	2,0	164,1	1,5
Молоко сухое	0	0,0	123,5	0,9	114,4	0,9	111,1	1,0
Масло	260	2,4	727,4	5,5	522,8	3,9	335,7	3,1
Цитрусовые	369,1	3,4	247,1	1,9	194,1	1,4	164,4	1,5
Кофе	103,3	1,0	95,5	0,7	26,6	0,2	12,5	0,1
Чай	260,4	2,4	306,9	2,3	281,2	2,1	311,6	2,9
Зерновые культуры	448,8	4,2	335,4	2,5	618,7	4,6	256	2,4
Сахар	988,1	9,2	1294,5	9,8	1245,5	9,3	1282	11,9
Какао-бобы	97,7	0,9	93,6	0,7	102,3	0,8	87,1	0,8
Шоколадные изделия	711,5	6,6	400,5	3,0	159,5	1,2	122,5	1,1
Остальные товары	6295,7	58,8	7159,7	54,3	7671,1	57,1	6144	56,9

Таблица П.1.4

Положение СССР в общем объеме мировой торговли.

Страна	1960 г.		1970 г.		1980 г.		1990 г.		1997 г.*	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	263,4	100,0	642,3	100,0	4047,8	100,0	6981,5	100,0	10820,4	100,0
США	35,5	13,5	83,2	13,0	477,8	11,8	910,6	13,0	1587,7	14,7
ФРГ	21,5	8,2	64,1	10,0	380,9	9,4	755,0	10,8	953,5	8,8
Япония	8,6	3,3	38,2	5,9	270,3	6,7	523,0	7,5	759,9	7,0
Франция	13,2	5,0	37,0	5,8	246,2	6,1	443,4	6,4	560,5	5,2
Великобритания	23,6	9,0	41,1	6,4	235,0	5,8	409,8	5,9	587,7	5,4
СССР	11,2	4,3	24,5	3,8	144,9	3,6	224,9	3,2	249,9	2,3
Италия	8,3	3,2	28,2	4,4	177,3	4,4	352,4	5,0	446,6	4,1
Канада	11,3	4,3	29,5	4,6	124,3	3,1	250,8	3,6	415,3	3,8
Нидерланды	8,5	3,2	25,2	3,9	150,6	3,7	258,3	3,7	375,2	3,5
Гонконг	1,7	0,6	5,4	0,8	42,1	1,0	164,7	2,4	396,7	3,7
Китай	5,2	2,0	4,6	0,7	37,6	0,9	115,4	1,7	325,1	3,0
Бельгия / Люксембург	7,8	3,0	23,0	3,6	136,6	3,4	238,6	3,4	321,1	3,0
Южная Корея	0,3	0,1	2,8	0,4	39,8	1,0	134,8	1,9	281,3	2,6
Сингапур	2,4	0,9	4,1	0,6	43,0	1,1	113,5	1,6	257,4	2,4
Тайвань	0,5	0,2	2,9	0,5	39,6	1,0	121,9	1,7	235,2	2,2
Остальной мир	103,8	39,4	228,5	35,6	1501,8	37,1	1964,4	28,1	3067,3	28,3

Примечание. * - в 1997 г. по бывшему СССР

Положение 10 ведущих стран в экспорте России.

(в текущих ценах, FOB)

Страна	1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего экспорт	79,9	100,0	86,6	100,0	72,5	100,0	75,7	100,0	105,5	100,0	103,0	100,0
<i>в т.ч. по 10 странам</i>	40,8	51,1	45,0	51,9	40,4	55,8	39,0	51,5	52,5	49,8	51,6	50,1
из них: ФРГ	6,0	7,6	6,6	7,6	6,1	8,3	6,2	8,2	9,2	8,7	9,2	8,9
Италия	3,4	4,3	3,6	4,1	3,3	4,5	3,8	5,0	7,3	6,9	7,4	7,2
Китай	3,4	4,3	4,0	4,6	3,2	4,4	3,5	4,6	5,2	4,9	5,7	5,5
Украина	7,0	8,7	7,2	8,4	5,6	7,8	4,8	6,3	5	4,7	5,3	5,1
Белоруссия	2,9	3,7	4,7	5,4	4,6	6,4	3,8	5,0	5,5	5,2	5,2	5,0
Нидерланды	3,2	4,0	4,6	5,3	4,0	5,5	3,8	5,0	4,3	4,1	5,1	5,0
Великобритания	3,1	3,9	2,9	3,3	3,0	4,1	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,2
США	4,5	5,7	4,8	5,5	5,4	7,4	4,7	6,2	4,6	4,4	4,2	4,1
Швейцария	3,6	4,5	3,5	4,1	3,1	4,3	3,4	4,5	3,9	3,7	2,4	2,3
Япония	3,6	4,5	3,1	3,6	2,3	3,1	2,1	2,8	2,8	2,7	2,8	2,7

Положение 10 ведущих стран в импорте России

(в текущих ценах, СИФ)

Страна	1993 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего импорт	36,1	100,0	46,7	100,0	53,6	100,0	44,1	100,0	39,5	100,0	44,9	100,0	53,4	100,0
<i>в т.ч. по 10 странам</i>	<i>18,9</i>	<i>52,4</i>	<i>27,9</i>	<i>59,7</i>	<i>31,3</i>	<i>58,5</i>	<i>26,7</i>	<i>60,5</i>	<i>23,6</i>	<i>59,7</i>	<i>28,5</i>	<i>63,5</i>	<i>25,0</i>	<i>46,8</i>
из них: ФРГ	5,1	14,3	6,5	13,9	6,7	12,5	5,6	12,7	4,2	10,6	3,9	8,7	5,7	10,7
Белоруссия	2,1	5,8	2,1	4,5	4,8	8,9	4,6	10,3	4,8	12,2	5,0	11,1	3,9	7,3
Украина	3,9	10,9	6,6	14,2	4,0	7,4	3,3	7,4	3,8	9,6	5,5	12,2	3,8	7,1
США	2,3	6,4	2,6	5,7	4,1	7,7	4,2	9,4	2,4	6,1	2,7	6,0	3,2	6,0
Казахстан	1,5	4,2	2,7	5,7	2,8	5,2	1,9	4,2	3,8	9,6	4,3	9,6	2,0	3,7
Италия	1,1	3,1	1,9	4,0	2,6	4,9	1,8	4,2	1,2	3,0	1,2	2,7	1,7	3,2
Франция	0,9	2,5	1,1	2,3	1,6	3,0	1,6	3,6	1,2	3,0	1,2	2,7	1,5	2,8
Финляндия	0,7	2,0	2,0	4,4	1,9	3,5	1,5	3,3	0,9	2,3	1,0	2,2	1,3	2,4
Великобритания	0,7	1,8	1,1	2,4	1,5	2,8	1,2	2,8	0,7	1,8	0,9	2,0	1,0	1,9
Польша	0,5	1,5	1,3	2,8	1,4	2,5	1,1	2,4	0,6	1,5	2,8	0,7	0,9	1,7

Таблица П.1.7

Товарная структура экспорта России
(в текущих ценах, FOB)

	1993 г.		1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	59,2	100	66,9	100	79,9	100	86,6	100	72,5	100	75,7	100	105,5	100	103,0	100
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного)	1,8	3,1	2,8	4,2	2,7	3,4	2,4	2,8	2,2	3,0	1,0	1,3	1,6	1,5	1,9	1,8
Минеральные продукты	31,2	52,8	30,1	45,1	33,5	42,0	41,5	47,9	30,7	42,3	32,7	43,2	55,5	52,6	56,4	54,8
Продукция химической промышленности, каучук	3,4	5,7	5,5	8,2	8,0	10,0	7,2	8,3	6,1	8,5	6,2	8,2	7,4	7,0	7,6	7,4
Кожевенное сырье, пушнина и изделия из них	0,1	0,1	0,4	0,6	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0
Древесина и целлюлозно-бумажные изделия	2,2	3,8	2,6	3,9	4,4	5,5	3,6	4,2	3,5	4,9	3,7	4,9	4,4	4,2	4,8	4,7
Текстиль и текстильные изделия, обувь	0,4	0,6	1,3	2,0	1,2	1,5	0,9	1,1	0,8	1,2	0,8	1,1	0,8	0,8	1,0	1,0
Металлы, драгоценные камни и изделия из них	11,2	19,0	17,7	26,5	20,8	26,1	20,8	24,0	19,9	27,5	19,0	25,1	22,3	21,1	19,3	18,7
Машины, оборудование и транспортные средства	4,1	6,9	5,6	8,3	7,9	9,9	8,9	10,3	8,2	11,3	8,0	10,6	9,2	8,7	10,7	10,4
Другие товары	4,8	8,0	0,9	1,3	1,0	1,3	0,8	1,0	0,6	0,8	1,2	1,6	1,5	1,4	1,2	1,2

Таблица П.1.1

Рейтинг стран по стоимостному объему внешней торговли (1997 г.)
(млрд. долл.)

Страна	Оборот	Экспорт	Импорт	Баланс
США	1588,1	688,9	899,2	-210,3
Германия	953,2	511,7	441,5	70,2
Япония	759,5	421,1	338,4	82,7
Великобритания	587,7	280,1	307,6	-27,5
Франция	554,6	287,8	266,8	21,0
Италия	447,5	238,9	208,6	30,3
Канада	415,4	214,4	201,0	13,4
Гонконг	396,7	188,1	208,6	-20,5
Нидерланды	370,6	193,5	177,1	16,4
Китай	325,1	182,7	142,4	40,3
Бельгия / Люксембург	323,0	167,5	155,5	12,0
Южная Корея	281,2	136,6	144,6	-8,0
Сингапур	257,4	125,0	132,4	-7,4
Тайвань	240,1	121,9	118,2	3,7
Испания	227,5	104,8	122,7	-17,9
Мексика	222,9	110,4	112,5	-2,1
Малайзия	157,3	78,7	78,6	0,1
Швейцария	151,9	76,1	75,8	0,3
Швеция	147,6	82,4	65,2	17,2
<i>Россия</i>	<i>137,9</i>	<i>85,0</i>	<i>52,9</i>	<i>32,1</i>
Австралия	129,0	63,2	65,8	-2,6
Таиланд	122,7	58,2	64,5	-6,3
Австрия	120,1	56,9	63,2	6,3
Бразилия	118,8	53,0	65,8	-12,8
Индонезия	95,1	53,4	41,7	11,7

Таблица П.1.2

Товарная структура импорта России
(в текущих ценах, СИФ)

	1993 г.		1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	36,1	100	38,7	100	46,7	100	53,6	100	44,1	100	39,5	100	44,9	100	53,4	100
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного)	7,5	20,7	10,7	27,7	13,2	28,2	13,4	25,1	10,8	24,5	10,4	26,3	9,8	21,8	11,7	21,9
Минеральные продукты	1,8	5,1	2,5	6,5	3,0	6,4	3,1	5,8	2,4	5,4	1,6	3,9	2,9	6,5	2,2	4,1
Продукция химической промышленности, каучук	2,3	6,3	3,8	9,9	5,1	10,8	7,7	14,4	6,6	14,9	6,4	16,1	8,1	18,0	9,7	18,2
Кожевенное сырье, пушнина и изделия из них	0,7	2,0	0,2	0,5	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,0	0,0
Древесина и целлюлозно-бумажные изделия	0,2	0,5	0,6	1,5	1,1	2,4	1,9	3,6	1,7	3,8	1,4	3,6	1,7	3,8	2,1	4,0
Текстиль и текстильные изделия, обувь	3,9	10,7	3,1	7,9	2,6	5,6	2,4	4,5	1,8	4,0	2,1	5,3	2,6	5,9	3,2	6,0
Металлы, драгоценные камни и изделия из них	3,0	8,4	2,6	6,8	3,9	8,4	3,8	7,0	3,1	7,0	3,0	7,6	3,7	8,3	4,0	7,5
Машины, оборудование и транспортные средства	11,4	31,5	13,6	35,2	15,8	33,8	18,9	35,3	15,9	36,2	13,1	33,2	14,2	31,6	18,2	34,0
Другие товары	5,4	14,8	1,5	4,0	1,9	4,0	2,1	3,9	1,7	3,8	1,4	3,6	1,7	3,8	2,3	4,3

Таблица П.1.3

Импорт России некоторых продовольственных товаров
(в текущих ценах, СИФ)

	1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.	
	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного), всего	10701,4	100	13193,7	100	13444,8	100	10804	100
Мясо, в т.ч. мясные консервы	1066,4	10,0	2212,5	16,8	2236	16,6	1813	16,8
Рыба	100,4	0,9	197,1	1,5	272,6	2,0	164,1	1,5
Молоко сухое	0	0,0	123,5	0,9	114,4	0,9	111,1	1,0
Масло	260	2,4	727,4	5,5	522,8	3,9	335,7	3,1
Цитрусовые	369,1	3,4	247,1	1,9	194,1	1,4	164,4	1,5
Кофе	103,3	1,0	95,5	0,7	26,6	0,2	12,5	0,1
Чай	260,4	2,4	306,9	2,3	281,2	2,1	311,6	2,9
Зерновые культуры	448,8	4,2	335,4	2,5	618,7	4,6	256	2,4
Сахар	988,1	9,2	1294,5	9,8	1245,5	9,3	1282	11,9
Какао-бобы	97,7	0,9	93,6	0,7	102,3	0,8	87,1	0,8
Шоколадные изделия	711,5	6,6	400,5	3,0	159,5	1,2	122,5	1,1
Остальные товары	6295,7	58,8	7159,7	54,3	7671,1	57,1	6144	56,9

Таблица П.1.4

Положение СССР в общем объеме мировой торговли.

Страна	1960 г.		1970 г.		1980 г.		1990 г.		1997 г.*	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	263,4	100,0	642,3	100,0	4047,8	100,0	6981,5	100,0	10820,4	100,0
США	35,5	13,5	83,2	13,0	477,8	11,8	910,6	13,0	1587,7	14,7
ФРГ	21,5	8,2	64,1	10,0	380,9	9,4	755,0	10,8	953,5	8,8
Япония	8,6	3,3	38,2	5,9	270,3	6,7	523,0	7,5	759,9	7,0
Франция	13,2	5,0	37,0	5,8	246,2	6,1	443,4	6,4	560,5	5,2
Великобритания	23,6	9,0	41,1	6,4	235,0	5,8	409,8	5,9	587,7	5,4
СССР	11,2	4,3	24,5	3,8	144,9	3,6	224,9	3,2	249,9	2,3
Италия	8,3	3,2	28,2	4,4	177,3	4,4	352,4	5,0	446,6	4,1
Канада	11,3	4,3	29,5	4,6	124,3	3,1	250,8	3,6	415,3	3,8
Нидерланды	8,5	3,2	25,2	3,9	150,6	3,7	258,3	3,7	375,2	3,5
Гонконг	1,7	0,6	5,4	0,8	42,1	1,0	164,7	2,4	396,7	3,7
Китай	5,2	2,0	4,6	0,7	37,6	0,9	115,4	1,7	325,1	3,0
Бельгия / Люксембург	7,8	3,0	23,0	3,6	136,6	3,4	238,6	3,4	321,1	3,0
Южная Корея	0,3	0,1	2,8	0,4	39,8	1,0	134,8	1,9	281,3	2,6
Сингапур	2,4	0,9	4,1	0,6	43,0	1,1	113,5	1,6	257,4	2,4
Тайвань	0,5	0,2	2,9	0,5	39,6	1,0	121,9	1,7	235,2	2,2
Остальной мир	103,8	39,4	228,5	35,6	1501,8	37,1	1964,4	28,1	3067,3	28,3

Примечание: * - в 1997 г. по бывшему СССР

Положение 10 ведущих стран в экспорте России.

(в текущих ценах, FOB)

Страна	1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего экспорт	79,9	100,0	86,6	100,0	72,5	100,0	75,7	100,0	105,5	100,0	103,0	100,0
<i>в т.ч. по 10 странам</i>	<i>40,8</i>	<i>51,1</i>	<i>45,0</i>	<i>51,9</i>	<i>40,4</i>	<i>55,8</i>	<i>39,0</i>	<i>51,5</i>	<i>52,5</i>	<i>49,8</i>	<i>51,6</i>	<i>50,1</i>
из них: ФРГ	6,0	7,6	6,6	7,6	6,1	8,3	6,2	8,2	9,2	8,7	9,2	8,9
Италия	3,4	4,3	3,6	4,1	3,3	4,5	3,8	5,0	7,3	6,9	7,4	7,2
Китай	3,4	4,3	4,0	4,6	3,2	4,4	3,5	4,6	5,2	4,9	5,7	5,5
Украина	7,0	8,7	7,2	8,4	5,6	7,8	4,8	6,3	5	4,7	5,3	5,1
Белоруссия	2,9	3,7	4,7	5,4	4,6	6,4	3,8	5,0	5,5	5,2	5,2	5,0
Нидерланды	3,2	4,0	4,6	5,3	4,0	5,5	3,8	5,0	4,3	4,1	5,1	5,0
Великобритания	3,1	3,9	2,9	3,3	3,0	4,1	2,9	3,8	4,7	4,5	4,3	4,2
США	4,5	5,7	4,8	5,5	5,4	7,4	4,7	6,2	4,6	4,4	4,2	4,1
Швейцария	3,6	4,5	3,5	4,1	3,1	4,3	3,4	4,5	3,9	3,7	2,4	2,3
Япония	3,6	4,5	3,1	3,6	2,3	3,1	2,1	2,8	2,8	2,7	2,8	2,7

Положение 10 ведущих стран в импорте России
(в текущих ценах, СИФ)

Страна	1993 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего импорт	36,1	100,0	46,7	100,0	53,6	100,0	44,1	100,0	39,5	100,0	44,9	100,0	53,4	100,0
<i>в т.ч. по 10 странам</i>	<i>18,9</i>	<i>52,4</i>	<i>27,9</i>	<i>59,7</i>	<i>31,3</i>	<i>58,5</i>	<i>26,7</i>	<i>60,5</i>	<i>23,6</i>	<i>59,7</i>	<i>28,5</i>	<i>63,5</i>	<i>25,0</i>	<i>46,8</i>
из них: ФРГ	5,1	14,3	6,5	13,9	6,7	12,5	5,6	12,7	4,2	10,6	3,9	8,7	5,7	10,7
Белоруссия	2,1	5,8	2,1	4,5	4,8	8,9	4,6	10,3	4,8	12,2	5,0	11,1	3,9	7,3
Украина	3,9	10,9	6,6	14,2	4,0	7,4	3,3	7,4	3,8	9,6	5,5	12,2	3,8	7,1
США	2,3	6,4	2,6	5,7	4,1	7,7	4,2	9,4	2,4	6,1	2,7	6,0	3,2	6,0
Казахстан	1,5	4,2	2,7	5,7	2,8	5,2	1,9	4,2	3,8	9,6	4,3	9,6	2,0	3,7
Италия	1,1	3,1	1,9	4,0	2,6	4,9	1,8	4,2	1,2	3,0	1,2	2,7	1,7	3,2
Франция	0,9	2,5	1,1	2,3	1,6	3,0	1,6	3,6	1,2	3,0	1,2	2,7	1,5	2,8
Финляндия	0,7	2,0	2,0	4,4	1,9	3,5	1,5	3,3	0,9	2,3	1,0	2,2	1,3	2,4
Великобритания	0,7	1,8	1,1	2,4	1,5	2,8	1,2	2,8	0,7	1,8	0,9	2,0	1,0	1,9
Польша	0,5	1,5	1,3	2,8	1,4	2,5	1,1	2,4	0,6	1,5	2,8	0,7	0,9	1,7

Таблица П.1.7

Товарная структура экспорта России
(в текущих ценах, FOB)

	1993 г.		1994 г.		1995 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Всего	59,2	100	66,9	100	79,9	100	86,6	100	72,5	100	75,7	100	105,5	100	103,0	100
Продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (кроме текстильного)	1,8	3,1	2,8	4,2	2,7	3,4	2,4	2,8	2,2	3,0	1,0	1,3	1,6	1,5	1,9	1,8
Минеральные продукты	31,2	52,8	30,1	45,1	33,5	42,0	41,5	47,9	30,7	42,3	32,7	43,2	55,5	52,6	56,4	54,8
Продукция химической промышленности, каучук	3,4	5,7	5,5	8,2	8,0	10,0	7,2	8,3	6,1	8,5	6,2	8,2	7,4	7,0	7,6	7,4
Кожевенное сырье, пушнина и изделия из них	0,1	0,1	0,4	0,6	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0
Древесина и целлюлозно-бумажные изделия	2,2	3,8	2,6	3,9	4,4	5,5	3,6	4,2	3,5	4,9	3,7	4,9	4,4	4,2	4,8	4,7
Текстиль и текстильные изделия, обувь	0,4	0,6	1,3	2,0	1,2	1,5	0,9	1,1	0,8	1,2	0,8	1,1	0,8	0,8	1,0	1,0
Металлы, драгоценные камни и изделия из них	11,2	19,0	17,7	26,5	20,8	26,1	20,8	24,0	19,9	27,5	19,0	25,1	22,3	21,1	19,3	18,7
Машины, оборудование и транспортные средства	4,1	6,9	5,6	8,3	7,9	9,9	8,9	10,3	8,2	11,3	8,0	10,6	9,2	8,7	10,7	10,4
Другие товары	4,8	8,0	0,9	1,3	1,0	1,3	0,8	1,0	0,6	0,8	1,2	1,6	1,5	1,4	1,2	1,2

Таблица П.2.1

Основные показатели развития электроэнергетики по Российской Федерации¹

Показатели	Отчетные значения										
	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
1. Электропотребление, млрд. кВт·ч	1073,8	1056,1	992,2	937,9	856,4	840,4	828,9	814,4	809,14	832,07	862,7
в том числе: промышленность	553,7	531,2	484,8	445,5	385,3	381,7	364,14	361,1	353,1	372,4	387
2. Среднегодовые темпы прироста	0,2	-1,6	-6,1	-5,5	-8,7	-1,9	-1,4	-1,7	-0,7	2,8	3,7
3. Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	1082,1	1068,2	1008,5	956,6	875,9	860	847,1	834	827,1	846,2	876
в том числе:											
- ГЭС	166,8	168,1	172,3	175,2	177	177,3	155,3	158,4	159,5	161,3	164
- АЭС	118,3	120	119,6	119,1	97,8	99,3	109	108,5	103,7	121,9	129
- ТЭС	797	780,1	716,5	662,3	601,1	583,4	582,8	567,1	563,9	563,0	583,0
4. Расход топлива на ТЭС ² , всего, млн. т.у.т.	387,5	385	361,3	339,2	305,1	291,7	289,4	278,3	271,5	272,0	245

¹ данные п.п. 1.3,4,5 - по отчетам Госкомстата России
² по ГЭС централизованного электроснабжения за 2000 г. указаны масштабы топливнопотребления только на ГЭС РАО "ЕЭС России"

Показатели	Отчетные значения										
	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
в том числе:	227	228	222	210,1	188,7	179,2	178,6	174,2	167,4	174,0	156
- газ	47,3	51,2	44,9	37,4	33	31,6	27,6	24,6	23,9	18,2	13
- нефтепродукты	105,9	98,9	88,3	85,8	78,9	75,7	78,5	73,7	75,6	73,6	76
- угле	8,1	6,9	6,1	5,9	4,5	5,2	4,7	5,8	4,6	6,2	
- прочие виды											
5. Установленная мощность, млн. кВт	213,3	213	212	213,4	214,9	215	214,5	214,1	214,1	213,6	214,9
в том числе:	43,4	43,3	43,4	43,4	44	44	44,1	43,9	44,1	44,2	44,3
- ГЭС	20,2	20,2	20,2	21,2	21,2	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
- АЭС	149,7	149,5	148,4	148,8	149,7	149,7	149,1	148,9	148,7	148,1	149,3
- ТЭС	4	2,1	0,6	2,7	2,4	1	1,35	0,64	0,83	0,92	0,72
6. Вводы мощности, млн. кВт	0,3	0,1	0	0	0,5	0	0,1	-	0,17	0,25	0,3
в том числе:	1	0	0	1	0	0	-	-	-	-	-
- ГЭС	2,7	2	0,6	1,7	1,9	1	1,24	0,64	0,66	0,67	0,42
- АЭС	1,1	0,8	0,8	0,95	0,65	0,8	0,8	0,8	0,8	1,1	0,6
- ТЭС											
7. Демонтаж, млн. кВт											

Таблица П.2.2

Потребность в установленной мощности электростанций по России на период до 2015 г.

тыс. МВт

	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Нагрузка по централизованной зоне России (без учета экспорта):				
– максимальный вариант	136	159	181	208
– средний вариант	136	151	163	174
– минимальный вариант	136	145	148	155
Нормативный резерв мощности (15-16%):				
– максимальный вариант	21	25	28	32
– средний вариант	21	23	25	27
– минимальный вариант	21	22	23	24
Разрывы мощности (6-9%):				
– максимальный вариант	20	14	13	12
– средний вариант	20	14	11	10
– минимальный вариант	20	13	10	9
Неиспользуемая мощность ГЭС и запертая мощность	17	15	15	13
Установленная мощность электростанций по децентрализованной зоне	9	9	9	9
ИТОГО потребность в установленной мощности (без учета экспорта):				
– максимальный вариант	203	222	246	275
– средний вариант	203	212	223	233
– минимальный вариант	203	204	206	210

Прогнозные цены на топливо и электроэнергию.

	2000 г. ¹	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Европейский рынок					
нефть, долл./т	220	<u>173</u> 135	<u>195</u> 135	<u>215</u> 140	<u>235</u> 140
газ, долл./тыс. м ³	105	<u>108</u> 102	<u>110</u> 102	<u>115</u> 102	<u>125</u> 102
Российский рынок (Центральный округ)					
нефть, долл./т	47	<u>75</u> 65	<u>100</u> 80	<u>105</u> 85	<u>110</u> 85
газ, долл./тыс. м ³	14	<u>25²-50³</u> 23-45	<u>35-55</u> 30-48	<u>65</u> 52	<u>75</u> 52
уголь энергетический, долл./тут	18	<u>28</u> 25	<u>42</u> 38	<u>44</u> 40	<u>45</u> 42
электроэнергия, цент/кВт·ч	1,15	<u>2,9</u> 2,6	<u>3,6</u> 3,8	<u>4,2</u> 4,0	<u>4,3</u> 4,1
Российский рынок (Центральная Сибирь)					
нефть, долл./т	43	<u>70</u> 60	<u>90</u> 70	<u>95</u> 75	<u>100</u> 75
газ, долл./тыс. м ³	10	<u>20-40</u> 18-35	<u>25-45</u> 22-38	<u>50</u> 40	<u>55</u> 40
уголь энергетический, долл./тут	12	<u>17</u> 14	<u>26</u> 22	<u>28</u> 24	<u>31</u> 26
электроэнергия, цент/кВт·ч	0,8	<u>1,1</u> 0,9	<u>1,4</u> 1,15	<u>1,5</u> 1,2	<u>1,55</u> 1,25

Примечание: в числителе - для благоприятного сценария развития экономики России, в знаменателе - для пониженного.

Таблица П.3.2

Средние прогнозные уровни тарифов для оптовых потребителей

цент/кВт·ч

Страны и энергообъединения	2010 г.	2020 г.
UCTE	7,2	7,4
NORDEL	4,5	4,8
Турция	7,9	8,0
Китай (северная часть)	4,2	4,3
Япония	11,2	12,8

¹ отчет² регулируемые цены³ цены конкурентного рынка (после 2010 г. - только цены конкурентного рынка).

Таблица П.3.3

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу Россия – Финляндия через ВПТ в Выборге.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	1775
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	10,7 8,9
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	11,2 9,3
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	130,0
- линии		55,0
- подстанции		75,0
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		2,8
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		2,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 14%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	цент/кВт ч	0,27 0,33

Таблица П.3.4

Исходные данные, для определения экономии затрат при реализации системных эффектов через Выборгскую ВПТ

№	Показатели	Единица измерения	Значение
1.	Величина совмещения графиков нагрузки	МВт	500
2.	Величина сокращения резервов мощности	МВт	300
3.	Средняя цена топлива	долл./т.у.т	50
4.	Удельные капиталовложения на сооружение генерирующей мощности	долл./кВт	800

Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу мощности в Грузию

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	900
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт ч	6,6 5,7
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт ч	6,3 5,4
4. Капитальные вложения:		88,5
- линии	млн. долл. США	58,4
- подстанции		30,1
5. Норма УПЧ:		
- линии	%	2,8
- подстанции		8,4
6. Норма годовых амортизационных отчислений:		
- линии	%	2,0
- подстанции		3,5
Тариф на передачу (ВНД = 14%) при 7000 час./год. при 6000 час./год.	цент/кВт ч	0,32 0,37

Таблица П.3.6

Исходные данные для определения экономии затрат при реализации системных эффектов при синхронной связи ЕЭС России с ОЭС стран СНГ и Балтии.

№	Показатели	Единица измерения	Значение
1.	Величина совмещения графиков нагрузки	МВт	1000-1500
2.	Величина сокращения резервов мощности	МВт	500-1000
3.	Средняя цена топлива	долл./т.у.т	50
4.	Удельные капиталовложения на сооружение генерирующей мощности	долл./кВт	800

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу по новой связи Колэнерго – Финляндия через ВПТ.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	600
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	3,6
		3,2
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	3,8
		3,0
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	270
- линии		145
- подстанции		125
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		2,8
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		2,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 14%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	цент/кВт ч	1,34
		1,61

**Исходные технико-экономические показатели по Апатитской ГРЭС и
Кольской АЭС**

№	Показатели	Апатитская ГРЭС	Кольская АЭС
1.	Установленная мощность, МВт.	640	640
2.	Число и установленная мощность энергоблоков	2хК-320	1хВВЭР-640
3.	Вид топлива	интинский уголь	ядерное топливо
4.	Годовая выработка в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт· ч.	4,16	4.16
5.	Годовое число часов использования, час.	6500	6500
6.	Расход на собственные нужды, %	4,0	5,0
7.	Годовой отпуск электроэнергии в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт· ч.	3,99	3,95
8.	Покупная электроэнергия, млрд. кВт· ч	-	0,04
9.	Полезный отпуск, млрд. кВт· ч	3,99	3,99
10.	Продолжительность строительства, лет	5	5
11.	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	<u>615</u> 800	<u>990</u> 1280
12.	Удельный расход условного топлива, г.у.т/кВт· ч	340	-
13.	Удельная топливная составляющая на АЭС, цент/кВт· ч	-	0,14 ¹
14.	Условно – постоянная часть (УПЧ), %	9,0	7,5
15.	в т.ч. амортизация, %	4,23	3,3

¹ отчет за 2001 г.

Исходные технико-экономические показатели, использованные при определении уровня тарифа на передачу мощности в Турцию.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	1000
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт ч	7,4 6,3
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт ч	7,0 6,0
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	932,0
- линии		742,0
- подстанции		190,0
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		5,0
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		3,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 12%) при 7000 час./год.	цент/кВт ч	2,45
при 6000 час./год.		2,86

**Исходные технико-экономические показатели по Краснодарской ГРЭС,
Ростовской АЭС, Ростовской ГРЭС.**

№	Показатели	Краснодарская ГРЭС	Ростовская АЭС	Ростовская ГРЭС
1.	Установленная мощность, МВт.	900	1000	960
2.	Число и установленная мощность энергоблоков	2хППУ-450	1хВВЭР-1000	3хК-320
3.	Вид топлива	газ	ядерное топливо	донецкий уголь
4.	Годовая выработка в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт·ч.	5,85	6,5	6,24
5.	Годовое число часов использования, час.	6500	6500	6500
6.	Расход на собственные нужды, %	3,5	5,0	5,0
7.	Годовой отпуск электроэнергии в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт·ч.	5,65	6,18	5,93
8.	Покупная электроэнергия, млрд. кВт·ч	0,85	0,32	0,57
9.	Полезный отпуск, млрд. кВт·ч	6,5	6,5	6,5
10.	Продолжительность строительства, лет	6	5	6
11.	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	$\frac{728}{910}$	$\frac{1000}{1200}$	$\frac{765}{918}$
12.	Удельный расход условного топлива, г.у.т/кВт·ч	240	-	350
13.	Удельная топливная составляющая на АЭС, цент/кВт·ч	-	0,30 ¹	-
14.	Условно – постоянная часть (УПЧ), %	8,0	7,5	9,0
15.	в т.ч. амортизация, %	4,0	3,3	4,23

¹ отчет за 2001 г.

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу по МППТ "Восток - Запад"

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	4000
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	25,2
		21,0
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	24,0
		20,0
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	1267,0
- линии		733,3
- подстанции		533,7
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		2,8
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		2,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 12%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	цент/кВт ч	1,08
		1,30

**Исходные технико-экономические показатели по вариантам
организации экспорта по МППТ "Восток-Запад".**

№	Показатели	2хКЭС на угле	2хКЭС на газе	КЭС на угле + КЭС на газе	АЭС
1.	Установленная мощность, МВт.	4000	3600	3800	4000
2.	Число и установленная мощность энергоблоков	8хК-500	8хПГУ-450	4хК-500 + 4хПГУ-450	4хВВЭР-1000
3.	Вид топлива	КАУ	газ	КАУ + газ	ядерное топливо
4.	Годовая выработка в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт·ч.	26,0	23,4	24,7	26,0
5.	Годовое число часов использования, час.	6500	6500	6500	6500
6.	Расход на собственные нужды, %	4,0	3,5	4,0+3,5	5,0
7.	Годовой отпуск электроэнергии в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт·ч.	24,96	22,58	23,77	24,7
8.	Покупная электроэнергия, млрд. кВт·ч	1,04	3,42	2,23	1,3
9.	Полезный отпуск, млрд. кВт·ч	26	26	26	26
10.	Продолжительность строительства, лет	8	8	8	12
11.	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	<u>685</u> 1150	<u>500</u> 650	<u>685+500</u> 1150+650	<u>850</u> 1100
12.	Удельный расход условного топлива, г.у.т/кВт·ч	335	240	335+240	-
13.	Удельная топливная составляющая на АЭС, цент/кВт·ч	-	-	-	0,22 ¹
14.	Условно – постоянная часть (УПЧ), %	9,0	8,0	9,0+8,0	7,5
15.	в т.ч. амортизация, %	4,23	4,0	4,23+4,0	3,3

¹ отчет за 2001 г.

Таблица П.3.13

Исходные данные для определения экономии затрат при реализации системных эффектов при синхронной связи ЕЭС России с TESIS

№	Показатели	Единица измерения	Значение
1.	Величина совмещения графиков нагрузки	МВт	5200
2.	Величина сокращения резервов мощности	МВт	1000
3.	Средняя цена топлива	долл./т.у.т	75
4.	Удельные капиталовложения на сооружение генерирующей мощности	долл./кВт	800

Таблица П.3.14

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу при синхронной работе энергосистем "Востока и Запада" по существующим связям.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	7620
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 6000 час./год. при 4000 час./год.	млрд. кВт ч	48,0 32,0
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 6000 час./год. при 4000 час./год.	млрд. кВт ч	45,7 30,5
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	
- линии		
- подстанции		
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		2,8
- подстанции		8,4
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		2,0
- подстанции		3,5
Тариф на передачу (ВНД = 12%) при 6000 час./год. при 4000 час./год.	цент/кВт ч	0,08 0,12

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу по кабельной связи Россия - Финляндия.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	1000
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	6,3 5,3
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 6000 час./год. при 5000 час./год.	млрд. кВт ч	6,0 5,0
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	453,2
- линии		263,2
- подстанции		190,0
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		5,0
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		3,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 12%) при 6000 час./год. при 5000 час./год.	цент/кВт ч	1,44 1,73

Исходные технико-экономические показатели по вариантам организации экспорта по кабельной связи Россия - Финляндия.

№	Показатели	КЭС на угле	КЭС на газе	Ленинградская АЭС
1.	Установленная мощность, МВт.	960	975	1000
2.	Число и установленная мощность энергоблоков	3хК-320	3хПГУ-325	1хВВЭР-1000
3.	Вид топлива	кузнецкий уголь	газ	ядерное топливо
4.	Годовая выработка в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт· ч.	6,24	6,34	6,5
5.	Годовое число часов использования, час.	6500	6500	6500
6.	Расход на собственные нужды, %	4,0	3,5	5,0
7.	Годовой отпуск электроэнергии в год нормальной эксплуатации, млрд. кВт· ч.	5,99	6,12	6,18
8.	Покупная электроэнергия, млрд. кВт· ч	0,51	0,38	0,32
9.	Полезный отпуск, млрд. кВт· ч	6,5	6,5	6,5
10.	Продолжительность строительства, лет	6	6	5
11.	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	<u>612</u> 735	<u>600</u> 720	<u>850</u> 1020
12.	Удельный расход условного топлива, г.у.т/кВт· ч	340	250	-
13.	Удельная топливная составляющая на АЭС, цент/кВт· ч	-	-	0,16 ¹
14.	Условно – постоянная часть (УПЧ), %	9,0	8,0	7,5
15.	в т.ч. амортизация, %	4,23	4,0	3,3

¹ отчет за 2001 г.

Исходные технико-экономические показатели для определения уровня тарифа на передачу по кабельной связи Россия - Турция.

Показатели	Ед. изм.	Значение
1. Установленная мощность передачи	МВт	2000
2. Объем передаваемой электроэнергии с учетом потерь (5%) при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт·ч	14,7 12,6
3. Объем экспортируемой электроэнергии при 7000 час./год. при 6000 час./год.	млрд. кВт·ч	14,0 12,0
4. Капитальные вложения:	млн. долл. США	1832,0
- линии		1452,0
- подстанции		380,0
5. Норма УПЧ:	%	
- линии		5,0
- подстанции		6,0
6. Норма годовых амортизационных отчислений:	%	
- линии		3,0
- подстанции		2,5
Тариф на передачу (ВНД = 12%) при 7000 час./год. при 6000 час./год.	цент/кВт·ч	2,41 2,81

