

## Доклад: «Перспективы развития ЕЭС России на период до 2020 года».

**Н.Н. Утц - Директор Дирекции по развитию энергосистем ОАО «Институт «Энергосетьпроект», г.Москва**

Технологической основой электроэнергетики страны является Единая энергетическая система (ЕЭС) России.

В составе ЕЭС России *на конец 2004 года* работали параллельно 6 Объединенных энергосистем (ОЭС): ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Урала и ОЭС Сибири, а также энергосистема Янтарьэнерго, которая отделена от России территорией стран Балтии. ОЭС Востока в составе трех энергосистем (Хабаровскэнерго, Амурэнерго и Дальэнерго, а также Южного энергорайона Якутии) работает отдельно от ЕЭС России. Кроме того, на территории России действуют 8 изолированных энергосистем и энергорайонов.

В 2004 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Беларуси, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины, Молдовы и Монголии.

Параллельно, но несинхронно с ЕЭС (через вставку постоянного тока) работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии NORDEL. От сетей ЕЭС России осуществляется также электроснабжение потребителей Норвегии и Китая. Через энергосистему Казахстана осуществляется параллельная работа ЕЭС России и энергосистем Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии и Таджикистана.

Отражением экономических процессов, происходящих в отраслях экономики и промышленности в России и ее регионах, являются тенденции количественных и качественных характеристик спроса на электроэнергию.

За период 2000 – 2004 гг. *спрос на электроэнергию* в целом по России вырос на 7%. Общий объем потребляемой электроэнергии в экономике России, включая расход на производственные нужды электростанций и на передачу электроэнергии в 2004 г. составил **924,2 млрд.кВт.ч.**

Максимум электрической нагрузки ЕЭС России составил *в 2004 году 134,7 млн.кВт*, что на 3,8 % выше предыдущего года.

*Установленная мощность электростанций* мощность всех электростанций России на начало 2005 года составила **216,6 млн. кВт**, в том числе тепловых – **148,4 млн. кВт**, гидроэлектростанций – **45,5 млн. кВт**, атомных – **22,7 млн. кВт**. В структуре генерирующих мощностей электростанций России доминирующее положение занимают тепловые электростанции (более 68%).

За период 1991 – 2000 гг. на электростанциях РФ было введено всего 13,6 млн.кВт или в среднем по 1,4

млн.кВт в год. За период *2001 – 2004 гг.* было введено **6,17 млн.кВт** генерирующих мощностей, в том числе **1,4 млн.кВт** на ГЭС, **1,0 млн.кВт** на АЭС, **3,71 млн.кВт** на ТЭС и **0,06 млн.кВт** – нетрадиционные источники. Демонтировано за период *2001 – 2004 гг.* – **2,52 млн.кВт**.

*Производство электроэнергии по России* в целом снижалось с 1082,1 млрд. кВт.ч в 1990 году до 827,1 млрд. кВт.ч (на 23,6%) в 1998 году с последующим ростом до **924,2 млрд. кВт.ч** в *2004 году*.

*Балансы мощности и электроэнергии* в рассматриваемый период в целом складывались удовлетворительно. Переголки мощности и электроэнергии между объединениями позволили обеспечить условия для максимальной эффективности работы ОЭС с использованием преимуществ ЕЭС России.

Анализ рассмотренных *режимов работы электростанций* показал, что даже при достаточно плотных суточных графиках электрических нагрузок в ЕЭС России режим работы электростанций складывается достаточно тяжело, это приводит к необходимости обеспечения довольно высокой маневренности газомазутных энергоблоков.

*Топливоснабжение электростанций* России в рассматриваемый период проходило в условиях развития рыночных отношений в экономике страны и в электроэнергетике и осложнялось ростом цен на энергоресурсы и тарифов на перевозку топлива.

*Основная электрическая сеть* объединенных энергосистем ЕЭС России сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений: 220 – 500 и 330 – 750 кВ. В центральных и восточных объединениях используется система напряжений 220 – 500 кВ. В ОЭС Северо-Запада (кроме Архангельской и Коми энергосистем), в западных районах ОЭС Центра – 330 – 750 кВ. В ОЭС Северного Кавказа основная электрическая сеть сформирована на напряжении 220, 330 и 500 кВ. В западной части ОЭС используется система напряжений 220 – 500 кВ, в восточной части – 330 – 500 кВ.

В рамках ЕЭС СССР формировалась электропередача 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал. В настоящее время в ОЭС Сибири находится в эксплуатации одна ВЛ 1150 кВ Барнаул – Итат, которая включена на напряжение 500 кВ. Кроме этого сооружены межгосударственные ВЛ 1150 кВ:

- Барнаул - Экибастуз, между ОЭС Сибири и ЕЭС Казахстана, которая в период 1996 – 2002 гг. была отключена и частично демонтирована. В 2002 году ремонтные работы завершены, и в настоящее время ВЛ включена на напряжение 500 кВ.

- Челябинск - Кустанай, между ОЭС Урала и ЕЭС Казахстана, включенная на напряжение 500 кВ.

По состоянию *на начало 2005 года* общая протяженность электрических сетей России *напряжением 220 кВ и выше составила 159,1 тыс. км, а суммарная мощность установленных трансформаторов на подстанциях – 336028 МВА.*

В 2003 году в целом электрические режимы ЕЭС России характеризовались достаточно напряженными перетоками активной мощности в отдельных сечениях в период максимальных суточных нагрузок и повышенными уровнями напряжения в период минимальных, особенно в летний период,

Практически во всех межсистемных сечениях перетоки мощности были близки или достигали максимально допустимых величин и носили реверсивный характер.

Транспортные потери электроэнергии в сетях Российской Федерации увеличились с 8% от отпущенной электроэнергии в сеть в 1990\* году до 12,91% в 2004 г.

Суммарные объемы экспорта электроэнергии из России составляли в 2001г. 15,8 млрд. кВт.ч, снизились в 2004 г. до 6,8 млрд. кВт.ч. Это связано со снижением поставок в страны СНГ, импортом электроэнергии в ЕЭС России из Казахстана, Украины, Эстонии и Литвы (в Янтарьэнерго).

**Основные проблемы функционирования и развития ОЭС и ЕЭС России.** Развитие электроэнергетики на современном этапе характеризуется наличием ряда серьезных проблем, осложняющих и ограничивающих эффективное функционирование ЕЭС, в результате которых энергетика может стать сдерживающим фактором развития экономики России.

1. Относительно высокие темпы ввода мощностей – 6 – 7 млн. кВт/год в 1976 – 1985 гг. и 4,5 млн.кВт/год в 1986 – 1990 гг. сократились до 1,5 – 0,6 млн. кВт/год в период 1991 – 2004 гг. В результате сокращения финансирования резко снизилось количество объектов нового строительства, возросло количество законсервированных и временно приостановленных строек. В последние годы в условиях начавшегося сооружения крупных энергетических объектов (Бурейской ГЭС, Калининградской ТЭЦ-2 и др.) эта проблема находит решение.

2. В производственной области нарастает процесс физического и морального старения генерирующего и электросетевого оборудования. В настоящее время выработали парк ресурса порядка 40 млн. кВт или 19 % мощности электростанций России. Особенно сложная ситуация складывается со старением ГЭС в Европейской части страны, где ГЭС обеспечивают более 20 % потребности в электрической энергии.

Необходимо иметь в виду, что основные фонды в электроэнергетике амортизированы более чем на 50%, что снижает финансовые ресурсы для замены устаревшего оборудования. Нарастание объема износа оборудования и отсутствие возможности его восстановления вводит энергетика в зону повышенного риска технологических отказов и аварий не только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления.

3. Одной из важнейших проблем развития энергетики является создание современного эффективного оборудования с высокими технико-экономическими и экологическими параметрами, в том числе и для решения задач технического перевооружения. Строительство новых электростанций и техническое перевооружение с применением парогазовых технологий является приоритетным направлением инвестиционной политики РАО «ЕЭС России».

4. Острые проблемы в системе теплоснабжения связаны со старением оборудования ТЭЦ, низкими технико-экономическими показателями котельных, крайне неудовлетворительным состоянием тепловых сетей (потери доходят до 30%) и т.д.

5. Обеспечение электростанций топливом в последние годы проходит в особенно трудных условиях. Продолжает действовать опасная тенденция: доля расхода газо-мазутного топлива на ТЭС составляет 70 % в целом по стране и 85 % - по европейским районам, а доля угля и прочих твердых видов топлива на ТЭС европейских районов не превышает 15 %. Это ставит топливообеспечение электростанций в зависимость от бесперебойности поставок газа в необходимых для отрасли объемах.

Общепризнанные и освоены в мировой практике перспективные технологии производства электроэнергии на твердом топливе: сжигание угля в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) и кипящем слое под давлением (КСД), газификация угля с использованием полученного газа в ПГУ, переход на суперкритические (СККД) параметры пара в России отсутствуют даже в виде пилотных или опытно-промышленных установок.

6. В настоящее время, несмотря на отсутствие тенденций к разуплотнению графиков нагрузки, в ЕЭС России обострилась проблема маневренности. Это вызвано ухудшением условий эксплуатации оборудования по экономическим причинам, отсутствием специальных маневренных установок, общим снижением качества топлива, что уменьшает маневренные возможности всех ТЭС. Ситуация усугубляется значительным износом оборудования, особенно конденсационных энергоблоков.

7. Одной из основных проблем ЕЭС России является частичная энергетическая зависимость отдельных регионов от энергосистем независимых государств:

- Калининградская энергосистема не имеет прямых электрических связей с энергосистемой России. Потребность в мощности и электроэнергии обеспечивается из России транзитом через электрические сети стран Балтии;

\* - 1990 год представлен в качестве отчетного, как характерный год, в котором в потерях практически нет коммерческой составляющей. Данные по потерям представлены в соответствии с отчетами СО ЦДУ ЕЭС России за 1990-2003гг.

- Омская энергосистема имеет протяженные электрические связи с ОЭС Сибири на напряжении 220 – 110 кВ. Электроснабжение Омской энергосистемы осуществляется от ОЭС Сибири с использованием электрических сетей Казахстана.

8. Недостаточная пропускная способность электрических сетей в ряде регионов России приводит к ограничению использования мощности и электроэнергии некоторых электростанций, снижает надежность электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций.

9. Из-за недостаточной степени компенсации зарядной мощности линий 750 кВ – 88,3%, при рекомендуемых 100 – 110% и 500 кВ – 39,8% против 80 – 100% острой проблемой функционирования электрических сетей в последние годы является повышение рабочего напряжения в сетях 750 кВ, 500 кВ и 330 кВ в ряде районов ЕЭС России, иногда до опасных для оборудования значений, в весенне-летний период в ночные часы и часы дневного провала нагрузок.

10. За последние 10 лет произошло масштабное старение основных фондов электрических сетей из-за недостаточных объемов инвестиций в новое строительство и техническое перевооружение. Износ электрических сетей напряжением 330 кВ и выше составляет 48,5%, в том числе подстанционного оборудования – 70%, ЛЭП – 40%. Наиболее напряженная ситуация в ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Северного Кавказа и ОЭС Урала.

11. В период 2001 – 2004 г. масштабы воздействия электроэнергетики на окружающую среду снизились, что явилось в основном следствием изменения структуры сжигаемого на электростанциях органического топлива и реализации мероприятий по охране атмосферного воздуха от загрязнения на отдельных ТЭС.

#### Прогноз спроса на электроэнергию.

Прогнозно-аналитические работы по оценке спроса на электроэнергию по России предполагают следующие параметры:

- **оптимистический вариант** - прогнозируемый уровень электропотребления на 2020 г. составляет **1339,5 млрд.кВт.ч**

- **умеренный вариант** - прогнозируемый уровень электропотребления на 2020 г. составляет **1215 млрд.кВт.ч**

#### Динамика электропотребления по отраслям экономики России на период до 2020 г.

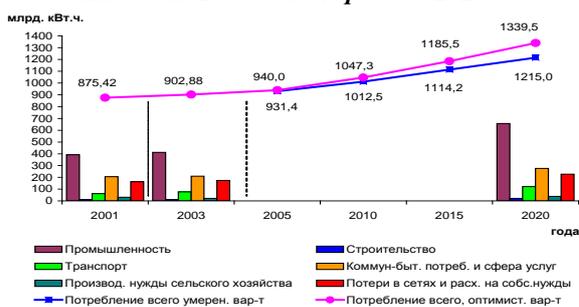


Рис.1.

**Перспективные режимы электропотребления.** Перспективные значения максимальной нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) к 2020 г. в зависимости от вариантов электропотребления оцениваются в **178,5 – 196,7 млн.кВт.**

Соответствующие значения **чисел часов использования максимума** ЕЭС России ожидаются на уровне **6350 к 2020 году** (рис.2.).



Рис.2.

В ЕЭС России на перспективу возможно небольшое увеличение плотности зимнего графика электрической нагрузки рабочего дня до 0,94. Это связано с уплотнением суточных графиков нагрузки объединенных энергосистем с высокой долей производств с непрерывным технологическим циклом и экспортно-ориентированных.

**Рекомендации по структуре генерирующих мощностей ЕЭС России на период до 2020 г.** Результаты выполненных исследований оптимального развития генерирующих мощностей выявили, что суммарные вводы новых, замещающих и реконструируемых мощностей для рассмотренных вариантов роста уровней электро- и теплотребления на период до 2020 г. характеризуются соответственно следующими значениями: 105,4 и 83,1 ГВт. Основная часть вводов генерирующих мощностей должна быть осуществлена на тепловых электростанциях. Первоочередная потребность в новой генерирующей мощности имеется на Северном Кавказе, на Урале и в Центре (в первую очередь, в Московском регионе).

**Варианты развития генерирующих мощностей.**

**Потребность в генерирующей мощности** по России в целом в **оптимистическом варианте** с учетом установленной мощности электростанций децентрализованной зоны энергоснабжения оценивается в **213 млн.кВт** на уровне 2005 года, **232 млн.кВт**, **258 млн.кВт** и **286 млн.кВт** соответственно в 2010, 2015 и 2020 гг., а по централизованной зоне России - 206 млн.кВт, 224 млн.кВт, 250 млн.кВт и 277 млн.кВт соответственно в 2005, 2010, 2015 и 2020 гг.

При определенной потребности в генерирующей мощности необходимые объемы вводов на электростанциях в значительной степени зависят от направлений и масштабов проведения технического перевооружения. Проблема массового старения

основного энергетического оборудования является одной из ключевых в развитии электроэнергетики.

К 2010 году срока наработки 30 лет и более достигнет оборудование *ГЭС* мощностью **34 млн.кВт**, а к 2020 году – **42 млн.кВт** или 93% от существующей установленной мощности. К 2010 году объем устаревшего оборудования *ТЭС* без учета планируемых работ по техническому перевооружению должен составить около **40 млн.кВт**, а в 2020 году – **96 млн.кВт** или более 70% от существующей установленной мощности ТЭС АО-энерго и РАО «ЕЭС России». На АЭС в течение нескольких лет проводится широкий комплекс мероприятий по модернизации всех систем, отвечающих за надежность и безопасность эксплуатации, что позволяет увеличить эксплуатационный ресурс АЭС на 10 – 15 лет по сравнению с проектным сроком 30 лет. С учетом продления проектного срока эксплуатации действующих энергоблоков АЭС к 2015 году эксплуатационный ресурс выработают **2 млн.кВт** ядерных мощностей, к 2020 году – **7,4 млн.кВт** (рис.3).



Рис.3.

Полномасштабное обновление объектов электроэнергетики, основанное на современных передовых технологиях, как отмечается в Энергетической стратегии России, является стратегическим направлением повышения эффективности энергоснабжения потребителей. Однако, в ближайшие годы в условиях недостатка инвестиций в значительной мере будет осуществляться проведение работ по продлению ресурса службы устаревшего оборудования.

В рассмотренных вариантах развития электроэнергетики *демонтаж* мощностей в период до 2020 года предполагается в объеме **38,2 млн.кВт** или 26% от объемов вырабатывающего к 2020 году свой парковый ресурс генерирующего оборудования.

Масштабы намечаемых в *оптимистическом варианте* вводов генерирующей мощности за рассматриваемый период до 2020 г. оцениваются величиной порядка **108 млн.кВт**. При этом новое строительство (с учетом уже сооружаемых объектов) составит **64,1 млн.кВт**, расширение действующих электростанций – **10,1 млн.кВт**, объемы вводов на замену устаревшего оборудования – **33,8 млн.кВт**.

Из общей суммы вводов 6,3 млн.кВт или порядка 6% составляют вводы на блок-станциях.

Развитие *гидроэнергетики* в период до 2020 года предполагается в наиболее перспективных по наличию гидроресурсов регионах страны - на Северном Кавказе, в Сибири, на Дальнем Востоке. Вводы мощности на ГЭС России в *оптимистическом варианте* в период до 2020 года предусматриваются в объеме **12 млн.кВт** (7,4 млн.кВт - новое строительство, 4,6 млн.кВт - замена устаревшего оборудования).

В Европейской части России, где в период до 2020 года предполагается реализация обширной программы развития атомной энергетики и увеличивается потребность в маневренной мощности, предусматривается сооружение ГАЭС в объеме **2305 МВт**.

Развитие *атомной энергетики* в рассматриваемый период связано с обеспечением безопасного и эффективного функционирования действующих энергоблоков АЭС в условиях продления до 40-50 лет их сроков эксплуатации, повышением КИУМ энергоблоков АЭС, достройкой ядерных энергоблоков высокой и средней степени готовности на действующих атомных электростанциях, созданием энергоблоков мощностью 1,5 млн.кВт, повышением конкурентоспособности атомной энергетики.

Суммарный ввод генерирующей мощности на АЭС в период 2004-2010 гг. в *оптимистическом варианте* должен составить **4,07 млн.кВт**, а в период 2011-2020 гг. – **19,55 млн.кВт** или порядка 2 млн.кВт ежегодно.

Развитие *тепловых электростанций* на органическом топливе в рассматриваемом периоде связано в первую очередь с обновлением выработавшего свой ресурс оборудования, достройкой энерго мощностей на ТЭС с различной степенью освоенности капитальных вложений, повышением эффективности производства электроэнергии за счет внедрения современных технологий. Структура вводов генерирующих мощностей ТЭС определяется прежде всего условиями формирования топливно-энергетического баланса страны.

Вводы мощности на ТЭС России в *оптимистическом варианте* в период 2004-2020 гг. оцениваются в **69,9 млн.кВт**, в том числе на замену устаревшего оборудования – **29,2 млн.кВт** или порядка 42%.

В результате намечаемых вводов энерго мощностей изменение перспективной структуры установленной мощности по централизованной зоне России к 2020 г. в повышенном и пониженном вариантах произойдет за счет увеличения доли АЭС с 10,7% до 14,4-12,4% соответственно и некоторого снижения доли ТЭС (рис.4.).

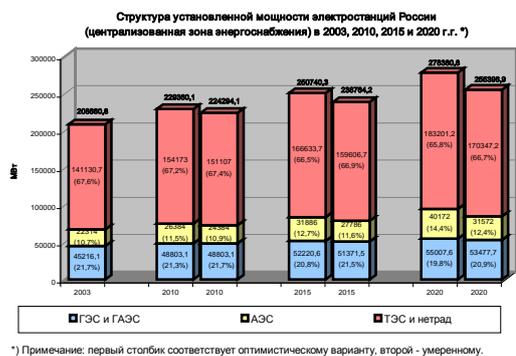


Рис. 4.

Установленная мощность электростанций России (централизованная зона энергоснабжения) в оптимистическом варианте составит **229,4 млн.кВт** в 2010 г. и **278,4 млн.кВт** в 2020 г., в умеренном варианте – **224,3 млн.кВт** и **255,4 млн.кВт** соответственно.

В целом, при реализации намеченных вводов мощности и работ по техническому перевооружению электростанций, *энергобалансы объединенных энергосистем* в оптимистическом варианте складываются удовлетворительно, с обеспечением расчетного резерва 16% от совмещенного максимума нагрузки ЕЭС с учетом экспорта и с числами часов работы электростанций, не превышающими технически допустимых величин.

Анализ рассмотренных *режимов работы электростанций* показал, что даже при достаточно плотных суточных графиках электрических нагрузок, которые имеют место в настоящее время и на перспективу, в объединенных энергосистемах и ЕЭС России в целом режим работы электростанций складывается достаточно тяжело.

Проблема регулирования графика должна решаться экономическим путем (за счет введения зонных тарифов на рынке электроэнергии и платы за регулирование, в т.ч. и для АЭС), техническим (за счет модернизации оборудования с целью увеличения регулировочного диапазона), а также за счет вводов высокоманевренных агрегатов.

**Оценка потребности электростанций в органическом топливе.** Прогноз потребности электростанций в органическом топливе формируется, исходя из сформированной структуры генерирующих мощностей, намечаемых уровней производства электро- и теплоэнергии, с учетом режимов работы ТЭС в энергообъединениях, характеристик действующего и вводимого оборудования, видов установленного для ТЭС топлива и др.

Для *оптимистического* варианта оценка общей потребности электростанций России в органическом топливе характеризуется ее ростом: с **280,9 млн.т.т.** в 2003 г. до **289,4 млн.т.т.** в 2005 г., **315,9 млн.т.т.** в 2010 г., **347,1 млн.т.т.** в 2015 г. и **377,4 млн.т.т.** в 2020 г. (прирост 96,5 млн.т.т. или 34,4% к 2003 г.) (рис.5).

При этом удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию будут снижаться – с **336 Г/кВт.ч** в 2003г. до **323 Г/кВт.ч** в 2010г. и до **305 Г/кВт.ч** в 2020г.



Структура топлива ТЭС России на период до 2020 г.

	2003 г. отчет	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Газ	66%	66%	66%	66%	64%
Нефтепродукты	4%	5%	4%	4%	4%
Уголь	27%	26%	27%	28%	30%
Прочее топливо	3%	3%	3%	2%	2%

Рис.5.

*Сопоставление расчетной потребности в топливе с прогнозируемыми ресурсами* показало, что расчетная потребность *ТЭС в газе превышает прогнозируемые ресурсы* и требует изыскания возможностей по дополнительному наращиванию добычи газа.

Потребление мазута электростанциями намечается в ограниченных объемах, как растопочное и резервное топливо, ввиду дальнейшего углубления переработки нефти и роста спроса на светлые нефтепродукты. Расчетная потребность ТЭС в мазуте соответствует прогнозируемым ресурсам.

Потребность электростанций России в *угольном топливе* как по отдельным регионам, так и в целом по стране практически весь период *обеспечивается ресурсами энергетических углей*.

*Электрические сети* России с некоторой долей условности можно разделить на системообразующие, придающие целостность функционированию ЕЭС России, и распределительные, обеспечивающие электроснабжение потребителей. Надежное, экономичное и качественное электроснабжение потребителей можно обеспечить только при надлежащем и скоординированном развитии электрических сетей всех уровней. *Главной целью развития единой национальной электрической сети ЕЭС России* является обеспечение устойчивого и надежного функционирования *конкурентного оптового рынка мощности и электроэнергии*, то есть создание всем субъектам оптового рынка условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции при наличии спроса на нее, а также возможности получения продукции с рынка в необходимом объеме при оплате ее по цене оптового рынка. *Главным условием обеспечения полноценных конкурентных взаимоотношений на*



В качестве «пилотного» проекта рассматривается создание реверсивной вставки постоянного тока (ВПТ) на базе двух СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могочи в Читинской энергосистеме ОЭС Сибири для обеспечения несинхронной параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

В рассматриваемый период до 2020 г. задача ограничения повышения уровней напряжения и обеспечения ежесуточного его регулирования продолжает оставаться актуальной. С учетом осуществления пилотных проектов в схемах объединений наряду с традиционными средствами компенсации реактивной мощности рассматриваются разработанные и осваиваемые в промышленности регулируемые устройства типов УШР, СТК, а также асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ) с расширенным диапазоном регулирования реактивной мощности.

Результаты перспективной оценки *транспортных потерь* в сетях 330 кВ и выше отражают снижение относительных значений потерь в период 2010-2020 годов сравнению с 2004 годом, как в отдельных ОЭС, так и в целом по ЕЭС России. В целом по ЕЭС в 2020 году по сравнению с 2004 годом ожидается снижение относительных значений транспортных потерь в сетях 330 кВ и выше с **3,6** до **3,2**%.

Одним из основных направлений деятельности РАО "ЕЭС России" является проведение внешней электроэнергетической политики, важнейшим аспектом которой является организация крупномасштабного экспорта-импорта электроэнергии.

*Прогноз взаимодействия ЕЭС, ОЭС и региональных энергосистем России с энергосистемами зарубежных стран* и предложения по развитию межгосударственных электрических связей разработаны для варианта, в котором в качестве основы принимаются существующие возможности взаимодействия энергосистем России и зарубежных стран, современные уровни экспорта и имеющиеся соглашения по реализации конкретных проектов с развитием взаимодействия и увеличением экспортных поставок. Данный вариант используется при формировании балансов мощности и электроэнергии ЕЭС, ОЭС и региональных энергосистем России.

Для увеличения экспорта электроэнергии в период до 2020 года рекомендуется сооружение:

#### ОЭС Северо-Запада

- ВПТ мощностью 2х355 МВт (2013 и 2020 гг.) на площадке ПС 330 кВ Князегубская и одноцепная ВЛ 400 кВ ВПТ – Пирттикоски (Финляндия).

#### ОЭС Востока

- Двухцепная ВЛ 220 кВ Благовещенск – Сириус (Китай) – 2006 г.
- Замена на ПС Сиваки АТ 220/110 кВ мощностью 30 МВА на АТ 63 МВА и установки в 2006 г. второго АТ 63 МВА.
- Двухцепная ВЛ 220 кВ Завитая – Сюнькэ (Китай) – 2020 г.

Прогнозные показатели экспорта электроэнергии из ЕЭС России и предлагаемое развитие межгосударственных связей по отдельным странам для базового и увеличенного вариантов приведены в таблице 1.

Таблица 1.  
млн.кВт.ч.

	Базовый вариант		Увеличенный вариант		Потребность в сооружении дополнительных электропередач для увеличенного варианта
	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	
<b>Страны СНГ</b>	<b>9730</b>	<b>12900</b>	<b>13500</b>	<b>21500</b>	
Белоруссия	4500	6000	4500	6000	
Украина	130	1600	130	1600	
Казахстан	2200	2200	5800	10800	
Грузия	900	900	900	900	
Азербайджан	1300	1500	1500	1500	
Молдавия	700	700	700	700	
<b>Страны Балтии</b>	<b>700</b>	<b>1000</b>	<b>700</b>	<b>1000</b>	
Эстония	-	-	-	-	
Латвия	700	1000	700	1000	
Литва	-	-	-	-	
<b>Страны Европы</b>	<b>10800</b>	<b>18300</b>	<b>25800</b>	<b>47300</b>	
Финляндия	10800	13000	10800	13000	
Норвегия	200	300	200	1300	2020 г. ВЛ 330/400 Мурманск-Куркенес с ВПТ 250 МВт.
Зап. Европа (из Янтарьэнерго)	-	-	3000	3000	2010г. ВЛ 400 кВ Калининградская ТЭЦ ПС Эльблонг (Польша)
Зап. Европа	-	5000	12000	30000	2010 г. • ВПТ 750 кВ 500 МВт Западноукраинская, • ВПТ 750 кВ 500 МВт Исаева, • ВПТ 330/400 кВ 1000 МВт Росля, • двухцепная ВЛ 400 кВ Росля-Белосток-Нарев, • ВЛ 750 кВ Североукраинская – Чернобыльская АЭС, • 3-й АТ 500/330 кВ 501 МВт на Смоленской АЭС и 2-й АТ 750/330 кВ 1000 МВт на ПС 750 кВ Белорусская, 2020 г. • ВЛ 400 кВ Белоозерская (Беларусь) – Люблин (Польша) • 2-я ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС-ПС Белорусская и ВЛ 750 кВ ПС Белорусская-ПС Белоозерская, • ВЛ 750 кВ Металлургическая – Донбасс
<b>Страны Азии</b>	<b>2470</b>	<b>4100</b>	<b>8870</b>	<b>46400</b>	
Иран	-	-	1000	7500	2010 г. 2-я ВЛ 330 кВ Дагестан-Азербайджан 2015 г. Электропередача большой пропускной способности ЕЭС России-Азербайджан
Турция	200	400	1000	7000	2010 г. 2-я ВЛ 500 кВ Северный Кавказ-Грузия ВЛ 400 кВ Грузия-Турция 2020 г. КЛ ПТ ±500 кВ Россия-Турция
Монголия	170	700	170	700	
Китай	2100	3000	5700	16700	2010 г. - Двухцепная ВЛ 220 кВ Завитая-Сюнькэ и Сквордино-Таскэ - ВЛ 220 кВ Читинская э/с-Китай - 2020 г. - ПЛТ ± 600 кВ Братск-Пекин, - 3 ВЛ 500 кВ Абанан-Братск
КНДР	-	-	1000	2500	2010 г. Электропередача 500 кВ Владивосток-Чхонджин
Япония	-	-	-	12000	2020 г. ПЛТ и КЛ ПТ ±600 кВ Сахалин-Япония
<b>Всего:</b>	<b>23700</b>	<b>36300</b>	<b>48900</b>	<b>116200</b>	

#### *Оценка ожидаемого воздействия электроэнергетики на окружающую среду.*

Электроэнергетика оказывает существенное воздействие на окружающую среду, загрязняя атмосферный воздух выбросами, а водные объекты сбросами вредных веществ, используя значительное количество водных и земельных ресурсов.

**Воздушный бассейн.** Расчеты показали, что объемы выбросов в атмосферу вредных веществ от тепловых электростанций России, за исключением выбросов твердых частиц, будут увеличиваться. Причем к 2020 г. по сравнению с базовым 2004 г. это

увеличение составит: по суммарному объему вредных выбросов – почти 2%, по выбросам диоксида серы – 12%, по выбросам оксидов азота – почти 21% при увеличении выработки электроэнергии тепловыми электростанциями на органическом топливе в данный период на 49%. Выбросы же твердых частиц в период 2004-2020 гг. сократятся на 33%.

Эмиссия диоксида углерода за период 2004 – 2020 гг. возрастет на 36% и составит 748 млн.т. При этом даже в 2020 году она не превысит квоты для России, установленной Киотским протоколом «Рамочной Конвенции ООН об изменении климата» на период 2008-2012 гг., составляющей для теплоэнергетики 788 млн.т в год.

Будут выполнены также обязательства, связанные с подписанием Россией Конвенции ЕЭК ООН 1979 года о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния по предельным значениям выбросов диоксида серы и оксидов азота, которые распространяются на Европейскую территорию России.

**Водный бассейн.** Расчеты показали, что объемы использования водных ресурсов теплоэнергетикой России в перспективе до 2020 г. будут увеличиваться, что связано с ростом выработки электроэнергии. Объем использования воды, забираемой из водных объектов общего пользования (свежей), увеличится на 25%, объем безвозвратных потерь воды возрастет на 74%, объем воды в системах оборотного водоснабжения и повторно-последовательного использования – на 71% при росте выработки электроэнергии тепловых электростанций на органическом и ядерном топливе на 56%.

**Земельные ресурсы.** В настоящее время под объекты электроэнергетики отведено почти 4,9 млн.га земель, что составляет около 0,3% от общей площади земель России. Более 4,7 млн.га или 97% всех отведенных земель приходится на гидроэлектростанции, в основном на водохранилища ГЭС.

Общий прирост площадей отводов земель под объекты электроэнергетики в период до 2020 г. составит 340,3 тыс.га или 7% относительно площади земель под объектами электроэнергетики на уровне 31.12.2002 г. Объемы дополнительных отводов земель для разных типов электроэнергетических объектов за период 2003 – 2020 гг. иллюстрируются следующим рис. 8.

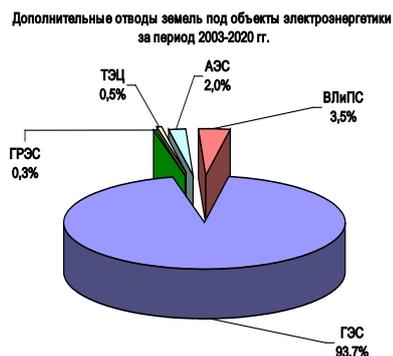


Рис.8.

**Суммарные объемы капиталовложений** в развитие электроэнергетики России на перспективу до 2020 г. оценивается в **105,67 млрд. руб.** (в ценах 1991 г.) или **125,71 млрд. долл. для "оптимистического" варианта** и **82,9 млрд. руб.** (в ценах 1991 г.) или **98,62 млрд. долл. для "умеренного" варианта.**



**Утц Наталья Николаевна** родилась 18 августа 1962 года в России.

Образование: Московский Энергетический институт 1979-85гг., инженер-электрик.

Стаж работы в Институте «Энергосетьпроект» г. Москва - 20 лет.

В настоящее время возглавляет Дирекцию по развитию энергосистем. Является членом секции научно-технического совета РАО "ЕЭС России".

Квалификация:

- опыт в проектировании Единой энергосистемы России на перспективу;
- разработка вопросов по обоснованию эффективности развития основной электрической сети ЕЭС России, ее межсистемных и межгосударственных связей;
- участие в международных проектах "Балтийское кольцо", "Черноморское кольцо", "Энергомост Восток-Запад", "Энергомост о.Сахалин - Япония".