

О Стратегии развития электроэнергетики России

Волков Э.П., академик РАН,

Исполнительный директор ОАО «ЭНИН» им. Г.М.Кржижановского

1. Общие соображения и уровни электро- и теплотребления.

Начавшийся рост экономики страны предопределяет необходимость выработки долгосрочной перспективы развития ее основной базовой составляющей – энергетики. Такое развитие основывается, безусловно, на концепции развития экономики. Какую экономику мы хотим построить: в основном ресурсоперерабатывающую, использующую наукоемкие технологии, но базирующуюся на имеющихся в стране богатых природных ресурсах, или инновационную с высокими научными затратами, высокоинтеллектуальную, развивающую машиностроительные отрасли, информационные и электронные технологии, нанотехнологии, биотехнологии и т.д. Первый путь требует производства большого количества дешевой электроэнергии, второй путь – относительно небольшое производство электроэнергии, стоимость которой может быть значительной. Конечно, для России оба эти пути должны определенным образом комбинироваться, отсюда и вытекают ориентиры для нахождения количественных показателей уровня потребления и цены производства электроэнергии. Пока такие сложные расчеты на дальний период (до 2030 г.) не проведены, но есть отдельные экспертные оценки, в том числе и оценки Минэкономразвития, которые позволяют говорить о некоторых ориентирах.

Энергетическим институтом им. Г.М. Кржижановского в 1995-97 годах была проведена работа по разработке различных сценариев развития электроэнергетики России на период до 2015 года¹. В то время мы, воспользовавшись данными по всем энергосистемам страны, подготовленными ими для своих планов развития, обобщили региональные уровни электропотребления и получили три сценария роста электропотребления в стране с учетом различной динамики этого роста по годам (рис. 1). Что удивительно,

¹ Обоснование и количественные показатели данной работы приведены в монографии: Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.- М.: Атомэнергоиздат, 2000 г.

базовый сценарий развития электропотребления и соответственно производства электроэнергии практически идеально, описал дальнейший реальный ход развития электропотребления до сегодняшнего времени (совпадение почти стопроцентное), а это значит, что развитие генерирующих мощностей, электрических систем и основных системообразующих линий электропередач, рассчитанное нами в 1995-97 гг. является правильным до сегодняшнего времени и, тем самым, возможно использовать данные сценарии для их дальнейшей корректировки и пролонгации. Это позволило нам, опираясь на полученные результаты, спрогнозировать новые три сценария роста электропотребления на последующие пятнадцать лет – до 2030 г. Причем последние сценарии уже исходят из того, что экономика страны с 2003-2004 г. начала развиваться более быстрыми темпами (рост электропотребления в последние два года составляет 4-4,5 %) и необходимо предусмотреть такое развитие электроэнергетики, чтобы и по масштабам производства электроэнергии и по ее цене она не являлась ограничивающим фактором развития экономики, а была бы ее базовой основой. Рядом научных организаций, привлеченных ЭНИНом к разработке целевого видения развития электроэнергетики России на период до 2030 г., (работа, выполненная по заказу РАО «ЕЭС России» в 2006 г.), среди которых были и академические институты (ОИВТ РАН, ИНП РАН, ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН), и отраслевые (Институт энергетической стратегии, НИИПТ, ВТИ и др.), были сделаны прогнозы внутреннего электро и теплотребления для различных сценариев развития экономики страны, которые обобщены нами и приведены в таблице 1.

Таблица 1

Динамика внутреннего электропотребления

Млрд. кВт.ч

Вариант	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Повышенного электропотребления	940	1212	1484	1756	2028	2300
Базовый вариант	940	1152	1364	1576	1788	2000
Пониженного электропотребления	940	1092	1244	1396	1548	1700

Основной базовый вариант предполагает удвоение потребления электроэнергии к 2030 г. Это означает, что рост электропотребления, изменяясь по пятилеткам и годам, в среднем будет равен за указанный период

4,5 % в год. Кроме того рассмотрены сценарии пониженного электропотребления (3,2 % в год) и повышенного электропотребления (5,8 % в год).

Примерно такие же уровни электропотребления определены и Минэкономразвития в рамках подготавливаемой в настоящее время под руководством Минпромэнерго Энергетической стратегии России на период до 2030 г.

В начале рассматриваемого периода (до 2015 г.) целесообразно развивать генерирующие мощности по сценарию повышенного электропотребления, а затем выйти на сценарий, диктуемый реальным развитием экономики страны. Такой вариант развития (в случае его осуществления с точки зрения имеющихся инвестиций, энергетических ресурсов и кадров) позволил бы в максимально быстрые возможные сроки провести реконструкцию имеющегося парка оборудования и тем самым перейти на новые технологии и кардинально снизить удельное потребление топлива, в первую очередь газа, снизить эксплуатационные издержки и повысить надежность энергоснабжения экономики и населения страны. При этом необходимо учитывать неравномерность развития экономики по регионам. В случае развития электроэнергетики по сценарию повышенного электропотребления среднее душевое электропотребление в России в 2030 г. практически сравняется с данным показателем в США в это же время.

В табл. 2 представлены обобщающие данные по динамике производства тепла от централизованных источников теплоснабжения.

Таблица 2

Динамика производства тепла от централизованных источников теплоснабжения
млн. Гкал

Вариант	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Повышенного производства тепла	1455	1584	1713	1842	1971	2100
Базовый вариант	1455	1544	1633	1722	1811	1900
Пониженного производства тепла	1455	1504	1553	1602	1651	1700

В базовом варианте производство тепла от централизованных источников увеличится в 1,3 раза с 1455 млн. Гкал в 2005 г. до 1900 млн.Гкал в 2030 г, в варианте повышенного производства – в 1,45 раза - до 2100 млн.Гкал и в варианте пониженного производства – в 1,17 раза - до 1700 млн. Гкал.

Для определения качественных и количественных показателей перспективного развития электроэнергетики необходимо, хотя бы кратко остановиться на основных проблемах отрасли, целях разработки стратегии и т.д.

2. Основные проблемы текущего состояния электроэнергетики России.

- * Нарастающий дефицит мощности в ряде энергосистем страны (Московской, Ленинградской, Тюменской и др.) и связанный с этим отказ в присоединениях к сетям новых потребителей и введение различного рода ограничений потребителей.
- * Лавинообразное нарастание процесса старения основного оборудования электростанций и сетей.
- * Недостаточные объемы инвестиций в электроэнергетику – до 2006 года.
- * Снижение экономической эффективности работы отрасли (рост потерь электроэнергии, рост удельной численности персонала отрасли, снижение эффективности использования капитальных вложений).
- * Нерациональная политика цен на первичные энергоресурсы, при которой угольные электростанции являются неконкурентоспособными и не могут развиваться.
- * Резкое сокращение кадрового, научно-технического, строительного-монтажного потенциала отрасли.
- * Сокращение потенциала в отраслях отечественного энергомашиностроения и электромашиностроения, серьезное отставание в сфере разработок, освоения и внедрения новых технологий производства, транспорта, распределения и потребления электроэнергии.

3. Главные цели стратегии:

- Полное удовлетворение потребностей экономики и населения в электроэнергии и тепле с использованием собственных энергетических ресурсов и высокоэффективных технологий.
- Обеспечение энергетической безопасности страны
- Повышение эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии до уровня развитых мировых держав.
- Обеспечение надежности работы ЕЭС России и надежности электроснабжения потребителей на уровне развитых стран.
- Выполнение экологических нормативов в соответствии с принятыми международными обязательствами и национальными стандартами.

Эти цели конкретизируются следующими показателями, которые должны быть достигнуты в 2030 г.:

- Средний тариф на электроэнергию в 2030 г. не должен превышать среднего тарифа в развитых странах с аналогичными условиями в отношении имеющихся первичных энергоресурсов.

- С учетом мирового опыта норматив балансовой надежности - вероятность бездефицитной работы энергосистем России - должен быть в новых условиях повышен до величины 0.9991 в 2020 г. и до 0,9997 в 2030 г.
- По экологическим показателям должны быть достигнуты нормативы развитых стран мира.

4. Пути достижения указанных целей:

- Развитие генерирующих мощностей и электрических сетей на основе оптимальных решений, обеспечивающих минимизацию затрат в рыночных условиях (с учетом имеющих рисков) на развитие электроэнергетики.
- Широкое внедрение новых высокоэффективных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и, тем самым, построение электроэнергетики на качественно новом технологическом уровне.
- Создание эффективной системы управления функционированием и развитием ЕЭС, ОЭС и региональных энергосистем, обеспечивающей минимизацию затрат в новых либерализованных условиях.
- Эффективная политика государства в электроэнергетике.

5. Ресурсная база электроэнергетики

Российская Федерация обладает значительными запасами первичных энергоресурсов и является одной из немногих стран в мире, способных полностью обеспечить производство электрической и тепловой энергии, необходимое для удовлетворения потребностей экономики как в настоящее время, так и на обозримую перспективу, собственными первичными энергоресурсами.

Разведанные промышленные запасы природного газа в России составляют 47,5 трлн. м³, что составляет около 30% мировых запасов газа. Незазведанные ресурсы газа в России оцениваются величиной 165 трлн. м³. Около 80% разведанных запасов газа приходится на Западно-Сибирский регион, в основном на Ямало-Ненецкий автономный округ.

Добыча газа (природного и нефтяного) в 2005 г. вышла на уровень 1990 г. и составила 641 млрд. м³. Почти четверть этого газа поставлена на электростанции. Более 90% добычи природного газа приходится на Западную Сибирь. Разрабатываемые месторождения Западной Сибири характеризуются значительной выработанностью и вступили в период падающей добычи с ежегодным снижением свыше 15 млрд. м³.

Для компенсации падения добычи газа на действующих месторождениях предстоит освоение ресурсов перспективных газодобывающих районов Тюменской

области – Обско-Тазовских губ, Большехетской впадины, полуострова Ямал, а также Восточной Сибири, Якутии, морских шельфов.

Добыча природного газа на разрабатываемых и вновь вводимых месторождениях увеличится до 810-880 млрд. м³ в 2030 г., и при использовании высокоэффективных установок на электростанциях и источниках централизованного теплоснабжения объем газа для электроэнергетики в 2030 году может составить 195-210 млрд. м³.

Суммарные прогнозные ресурсы угля всех видов и марок в России оцениваются величиной 5300 млрд. т. Около 20% этих ресурсов приходится на Кузнецкий, Канско-Ачинский, Печорский и другие освоенные бассейны. Остальные сконцентрированы в слабо изученных гигантских Тунгусском и Ленском бассейнах в Сибири и на Дальнем Востоке. Из этого потенциала разведано и учтено по различным промышленным категориям 200 млрд. т, что составляет только около 4% от всех прогнозных ресурсов. При современном уровне потребления углей в России разведанных запасов хватит на несколько сотен лет.

Объем добычи угля в 2005 г. составлял 298,3 млн. т, в том числе 228,8 млн. т энергетического угля. Анализ динамики технически возможной добычи угля на действующих и новых шахтах и разрезах показывает, что к 2030 г. добыча угля в России может быть увеличена до 520 млн. т, из которых 420 млн. т составит энергетический уголь. Это открывает хорошие технические возможности по наращиванию производства электроэнергии на угольных ТЭС.

Гидроэнергетический потенциал России оценивается величиной 850 млрд. кВт.ч. в год. В европейской части страны степень освоения гидроэнергетического потенциала достаточно высока и составляет порядка 50%. Однако, в целом по стране освоение гидроэнергетического потенциала даже после ввода в эксплуатацию всех ГЭС, строительство которых уже начато, составит всего 23,5%, что создает принципиальные возможности дальнейшего развития гидроэлектростанций. **Основное развитие ГЭС будет происходить в Сибири и на Дальнем Востоке (где они будут играть и системообразующую роль), а также на Юге России и в Европейской части в виде ГЭС малой мощности и ГАЭС для обеспечения покрытия переменной части графиков нагрузки.**

Россия обладает значительными ресурсами нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Валовый (теоретический), технический и экономический потенциалы для основных видов нетрадиционных источников энергии в России в целом (энергии солнца, ветра, малых рек,

геотермальной, низкопотенциального тепла) оцениваются величинами $2,3 \cdot 10^6$ млн. т у.т., $4,6 \cdot 10^3$ млн. т у.т. и 270 млн. т у.т. соответственно.

Несмотря на наличие значительных запасов первичных энергоресурсов, в России существует ряд объективных факторов, вызывающих определенные трудности в использовании богатого природного потенциала. Во-первых, энергетические ресурсы размещены по территории страны крайне неравномерно. Основные ресурсы газа, нефти, угля, гидроресурсы расположены в Сибири, в то время как основная часть потребителей находится в Европейских районах и на Урале. Во-вторых, сложившаяся в стране в условиях переходной экономики структура цен на первичные энергоносители не способствует рациональному использованию энергоресурсов для экономики России в целом. Цены на газ для электростанций на протяжении ряда лет были ниже, чем цены на уголь и только в 2005 г. по существу выровнялись. Поэтому **топливная политика при развитии электроэнергетики должна исходить из положения о необходимости в кратчайшие сроки поднять цену на газ, используемый в электроэнергетике с сохранением конкурентоспособности электроемких потребителей. При этом, используя рыночные рычаги, необходимо удержать одновременный рост цен на уголь, оставляя их на уровне конкурентных.** Это даст возможность серьезно диверсифицировать ресурсы получения электроэнергии, увеличив долю угля при ее выработке и экономическую нишу для использования атомной и гидроэнергетики. Тем самым в электроэнергетике главным станет высокоэффективное использование газа и увеличение доли угля при его эффективном использовании, развитие атомной и гидроэнергетики. **В этом случае, доля потребления газа в органическом топливе, используемом в электроэнергетике, за счет применения высокоэффективных технологий производства электроэнергии и более широкого использования угля снизится с 68 % в настоящее время до 58-60 % в 2030 году. Доля угля – возрастет с 28 % до 36-38 %. (Проценты приведены в пересчете на условное топливо).**

6. Развитие генерирующих мощностей.

В настоящее время в электроэнергетике России нарастает дефицит мощности и электроэнергии, который пока имеет локальный характер на уровне ряда региональных энергосистем. Это является следствием неравномерных темпов развития экономики различных регионов страны, недостаточных вводов генерирующих мощностей и недостаточных пропускных способностей электрических связей для передачи мощности и электроэнергии из избыточных регионов в дефицитные. Однако в условиях, когда реальные темпы развития

экономики существенно превышают темпы наращивания электроэнергетического потенциала страны, кризис, связанный с дефицитом мощностей, будет углубляться и охватывать все большую часть регионов страны.

Для преодоления создавшегося положения, учитывая большую инерционность в развитии электроэнергетической отрасли, необходимо обеспечить уже в начале рассматриваемого периода ускоренное развитие электроэнергетического потенциала страны. Электроэнергетика должна начать развиваться опережающими темпами.

В краткосрочной перспективе это должно быть осуществлено за счет широкого строительства высокоэффективных электростанций на базе ПГУ и ГТУ с малым сроком строительства, прежде всего сооружение этих установок на действующих электростанциях, в дефицитных регионах страны вблизи потребителей энергии с максимальным использованием потенциала энергетического машиностроения страны, ускоренного завершения строительства начатых объектов электроэнергетики, а также сетевого строительства, направленного на устранение «узких мест» в передаче электроэнергии из избыточных регионов страны в дефицитные. Такие электростанции и ликвидация «узких мест» в электрических связях быстрее позволят электроэнергетике адаптироваться к нуждам быстро развивающейся экономики страны.

Опережающий рост новых генерирующих мощностей уже в начале рассматриваемого периода, как уже отмечалось, позволит начать проведение коренной реконструкции тепловых электростанций на базе ПГУ и ГТУ и довести средний коэффициент полезного действия электростанций на газе к 2030 г. не менее, чем до 50%, а на новых электростанциях до 55-60%. Необходимо будет провести масштабную реконструкцию районных котельных, работающих на газе, за счет дополнительной установки ГТУ с котлами утилизаторами.

Наряду с этим должно проводиться ускоренное строительство более капиталоемких электростанций – угольных и атомных.

Основными направлениями развития теплоэнергетики на период до 2030 г. являются обеспечение технического перевооружения и реконструкции тепловых электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием новых эффективных технологий производства электроэнергии. Для тепловых электростанций на газе – это парогазовые установки комбинированного цикла. Для тепловых электростанций на угле – это установки со сверхкритическими параметрами пара, установки со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем

слое, угольные технологии комбинированного цикла с предварительной газификацией угля или его сжиганием в котлах кипящего слоя под давлением.

Структура генерирующих мощностей и производства электроэнергии в России к 2030 году изменится в сторону большего использования АЭС, ГЭС, угольных ТЭС и возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Доля ТЭС в установленной мощности электростанций России снизится с 68,3% в 2005 году до 61,8% в 2030 г., а доля АЭС возрастет с 10,8% до 16,0%, ГЭС и ВИЭ – с 20,9% до 22,2%. Доля ТЭС в производстве электроэнергии может снизиться с 66% в 2005 г. до 61,2% в 2030 г., доля ГЭС и ВИЭ - с 18,3% до 15,3%, а доля АЭС - возрастет с 15,7% до 23,5%.

Установленная мощность электростанций страны в 2030 г. для базового сценария составит 410 ГВт, из них ТЭС - 253 ГВт, АЭС – 66 ГВт, ГЭС и ВИЭ – 91 ГВт, а выработка электроэнергии – 2080 млрд. кВт.ч, из них ТЭС – 1270 млрд. кВт.ч, АЭС – 490 млрд. кВт.ч, ГЭС и ВИЭ – 320 млрд. кВт.ч.

Что касается региональных особенностей, то в Европейской части страны электроэнергетика будет развиваться, главным образом, за счет строительства тепловых электростанций на газе с парогазовыми установками и атомных электростанций. Будет построен ряд ГАЭС для обеспечения покрытия переменной части графиков нагрузки, освоен в максимально возможной степени гидроэнергетический потенциал на Северном Кавказе и Северо-Западе Европейской части России, в максимально возможной степени будут использованы угли Печорского, Донецкого и Подмосковского угольных бассейнов, местные виды топлив, потенциал малой гидроэнергетики.

На Урале электроэнергетика будет развиваться, главным образом, за счет развития тепловых электростанций на газе и угле, как местном, так и привозном.

В Сибири и на Дальнем Востоке развитие электроэнергетики будет происходить, главным образом, за счет строительства новых ГЭС и ТЭС на угле и газе (по мере освоения газовых месторождений в этой части страны для смягчения экологической обстановки, прежде всего, в крупных городах).

В целом, учитывая масштабное развитие атомной энергетики и резкое увеличение эффективности использования газа, общая доля газа в расходе первичных энергоресурсов на электростанциях уменьшится с 49 % в 2005 году до 35% в 2030 году, доля твердого топлива увеличится с 19 % до 30 %, а доля атомной энергетики в производстве электроэнергии возрастет с 16% до 24 % (по доле в расходе первичных ресурсов с 13% до 20%).

В таблицах 3 - 8 для базового сценария приведены полученные на основе предварительных оценок данные по развитию генерирующих мощностей,

производства электроэнергии и расхода первичных энергоресурсов электростанциями.

Таблица 3

Вид электростанций	УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ, ГВт, %					
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
АЭС	23,7 (10,8%)	24,7 (10,6%)	33,5 (12,1%)	42,5 (13,2%)	54,2 (14,7%)	65,7 (16,0%)
КИУМ (Т исп., ч)	0,72 (6312)	0,8 (7024)	0,82 (7182)	0,84(7325)	0,85 (7446)	0,85 (7446)
ГЭС и ВИЭ	45,9 (20,9%)	49,9 (21,3%)	57,9 (21,0%)	67,9 (21,1%)	78,9 (21,4%)	90,9 (22,2%)
ТЭС	149,8 (68,3%)	159,5 (68,1%)	184,9 (66,9%)	211,9 (65,7%)	235,9 (63,9%)	253,4 (61,8%)
Всего	219,4	234,1	276,3	322,3	369,0	410,0
Выработка электроэнергии, Млрд. кВт.ч	952 (940*)	1165 (1152*)	1395 (1364*)	1625 (1576*)	1860 (1788*)	2080 (2000*)
Средн. значения КИУМ (Тисп.)	0,5 (4339)	0,57 (4976)	0,58 (5049)	0,57 (5042)	0,57 (5041)	0,58 (5073)

* без учета экспорта

Таблица 4

Вводы и выводы мощности электростанций, ГВт

Вид электростанций	2006-2010 гг.		2011-2015 гг.		2016-2020 гг.		2021-2025 гг.		2026-2030 гг.		2006-2030 гг.	
	ввод	вывод	ввод	вывод	ввод	Вывод	ввод	вывод	ввод	вывод	Ввод	Вывод
АЭС	1,0	0,0	8,8	0,0	9,0	0,0	14,4	2,7	15,5	4,0	48,7	6,7
ГЭС и ВИЭ	4,0	0,0	8,0	0,0	10,0	0,0	11,0	0,0	12,0	0,0	45,0	0,0
ТЭС	13,9	4,2	30,2	4,8	40,0	13,0	44,0	20,0	45,5	28,0	173,6	70,0
Всего	18,9	4,2	47,0	4,8	59,0	13,0	69,4	22,7	73,0	32,0	267,3	76,7

Таблица 5

Выработка электроэнергии электростанциями разных типов, млрд. кВт.ч

Вид электростанций	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
АЭС	149,6	173,5	240,6	311,3	403,6	489,2
ГЭС и ВИЭ	174,5	174,7	202,7	237,7	276,2	318,2
ТЭС	627,9	816,8	951,7	1076,0	1180,2	1272,6
Всего	952	1165	1395	1625	1860	2080

Таблица 6

Структура выработки электроэнергии, %

Вид	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
-----	---------	---------	---------	---------	---------	---------

электростанций						
АЭС	15,7	14,9	17,3	19,2	21,7	23,5
ГЭС и ВИЭ	18,3	15,0	14,5	14,6	14,8	15,3
ТЭС	66,0	70,1	68,2	66,2	63,5	61,2
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 7

Расход первичных энергоресурсов электростанциями (базовый вариант)

Год	2005		2030	
	млн т у.т.	%	млн т у.т.	%
Всего	392	100	687,5	100
в т.ч. АЭС	50,5	12,9	137	20
ГЭС и ВИЭ	63,8	16,3	89	12,9
газ	191,9	49,0	240	34,9
твердое топливо	75,8	19,3	210	30,5
мазут	10,0	2,5	11,5	1,7

Таблица 8

Среднегодовые вводы по пятилетиям, ГВт

	2006-2010 гг.	2011-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.
АЭС	0,25	1,8	1,8	2,9	3,1
ГЭС и ВИЭ	1,0	1,6	2,0	2,2	2,4
ТЭС	3,5	6,0	8,0	8,8	9,1
Всего	4,7	9,4	11,8	13,9	14,6

Расход газа в 2030 г. на производство электроэнергии при реализации предлагаемых положений для рассматриваемого сценария развития электроэнергетики страны составит 240 млн. т у.т. или 210 млрд. м³. Расход угля составит 210 млн. т у.т., мазута – 10-13 млн. т у.т.

Для обеспечения надежного энергоснабжения зоны Севера, которая занимает значительную часть территории страны, необходимо размещение достаточно мощных энергоисточников во всех крупных энергоузлах с объединением их для взаиморезервирования линиями электропередачи, где это экономически оправдано. Для энергоснабжения небольших изолированных потребителей целесообразно использование автономных энергоустановок

различных типов, не ограничиваясь традиционными дизельными электростанциями. В качестве альтернативных вариантов могут рассматриваться малые и микроГЭС, геотермальные ТЭС и ветроЭС, многофункциональные энергетические комплексы на базе ветро- и дизельных электростанций, малые ядерные установки, а также современные, экономичные, высокоавтоматизированные установки на местном органическом топливе. Для теплоснабжения мелких (прежде всего сельскохозяйственных) потребителей целесообразно использовать котельные малой мощности и мини-ТЭЦ на базе использования тепла отходящих газов дизельных и газотурбинных станций. Для некоторых потребителей районов Севера экономически эффективно применение тепловых насосов и использование электроэнергии для целей теплоснабжения.

Итоги развития генерирующих мощностей в рассматриваемый период можно резюмировать следующим образом:

- 1) Все имеющиеся в настоящее время генерирующие мощности, работающие на газе, к 2030 году будут представлять собой после модернизации в основном парогазовые установки мощностью от 70 до 450 МВт с к.п.д. в среднем 52-53 %.
- 2) Среди новых парогазовых будут преобладать установки единичной мощностью от 325 до 750 МВт с к.п.д. 55-60 % и ПГУ меньшей мощности на ТЭЦ.
- 3) Широкое применение для целей регулирования мощностей найдут газотурбинные установки и сочетание ГТУ с котлом-утилизатором для целей производства электроэнергии и теплоснабжения потребителей.
- 4) Генерирующие мощности на угле будут представлять собой установки на суперкритических параметрах пара с к.п.д. от 46 до 55 %, установки с котлами с циркулирующим кипящим слоем, котлами с «низкотемпературным вихрем» и определенное количество установок со сверхкритическими параметрами пара, а также будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Общий средний к.п.д. производства электроэнергии на установках, работающих на угле будет около 41 %.
- 5) В атомной энергетике будут работать установки с водо-водяными реакторами и реакторами РБМК повышенной безопасности мощностью 1000-1500 МВт, реакторы на быстрых нейтронах

мощностью до 800 МВт, небольшое число высокотемпературных ядерных реакторов с газовым охлаждением.

- б) Широко будут использоваться гидроэнергетические установки различных мощностей с их концентрацией в регионах Сибири и Дальнего Востока, выполняющих системообразующую роль и покрывающих пиковую часть графика нагрузки.

Нетрадиционная энергетика будет развиваться в виде геотермальных электростанций и теплоснабжающих установок, биоэнергетических и ветровых установок, мусоросжигающих и мусороперерабатывающих энергокомплексов в крупных городах. Потенциально возможно использование энергии приливов. Общая мощность подобных установок позволит в 2030 г. производить до 10 % от всего количества электроэнергии.

Производство тепла будет сосредоточено на теплоэлектроцентралях с уменьшением их роли в теплоснабжении за счет развития систем когенерации (ГТУ плюс котел утилизатор) и автономных теплоснабжающих установок. В 2030 году доля тепла, производимого на ТЭЦ в системах централизованного теплоснабжения, уменьшится с 43 % в 2005 г. до 35 %. Эту нишу займут ГТУ-ТЭЦ и автономные установки.

Большое развитие получают установки распределенной генерации электроэнергии в виде ГТУ и сочетания ГТУ+котел утилизатор, которые будут замещать существующие котельные. Данные установки мощностью от 60-70 МВт до десятков кВт будут выполнять роль как индивидуальных средств энергоснабжения, так и источников покрытия переменной части графика нагрузки, увеличивая тем самым КИУМ мощных энергоустановок. По экспертным оценкам доля распределенной генерации может достичь 15 % от производства электроэнергии на тепловых электростанциях. **Таким образом, генерирующие мощности в 2030 г. будут состоять из энергоустановок, работающих на передовых, мирового уровня технологиях, позволяющих проводить их эффективную эксплуатацию.**

При большой неопределенности в исходных условиях, исследования оптимальной структуры генерирующих мощностей будут проводиться на следующем этапе работы при вариации различных параметров. К основным из них относятся: уровни и режимы электро- и теплоснабжения; цены на топливо; технико-экономические показатели существующих, новых и реконструируемых электростанций; различная политика в замене устаревшего оборудования электростанций; возможные ограничения на использование газа; пропускные способности межсистемных связей между ОЭС; масштабы распределенной

генерации на основе ГТУ и ПГУ небольшой мощности и другие условия. При оптимизации обеспечиваются минимальные затраты на развитие электроэнергетики России с учетом оптимизации режимов функционирования объединенных энергосистем страны на всем временном интервале планирования и обеспечении требуемых уровней надежности электроснабжения потребителей.

7. Развитие электрических сетей Единой энергосистемы России и ее внешних связей

Развитие электрических сетей в предстоящие годы будет связано с необходимостью удовлетворения нужд развивающегося рынка электроэнергии и мощности в России, обеспечения надежности работы ЕЭС России и электроснабжения потребителей.

Базовый принцип Целевого видения по развитию ЕЭС России предусматривает, что ОЭС и мощные региональные энергосистемы на всем рассматриваемом интервале до 2030 года строятся, в основном, как сбалансированные с обменом электроэнергией между ними для целей реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем и обеспечения устойчивого и надежного энергоснабжения экономики страны и населения.

Основной транзит электроэнергии осуществляется по направлению Сибирь-Урал-Европейская часть России в экономически обоснованных объемах, но не выше 10 % потребностей Европейской части, исходя из условий энергетической безопасности. При этом межсистемные связи усиливаются в 3-5 раз для обеспечения повышения надежности энергоснабжения до уровня наиболее развитых стран мира. Важнейшую роль играет снижение плотности тока в линиях электропередачи в 1,6-2 раза для снижения электрических потерь в сетях до уровня 5-6 % по сравнению с 10-12 % в настоящее время.

При этом развитие основной электрической сети должно быть направлено на:

- обеспечение системообразующих функций, реализацию межсистемных эффектов и системной надежности;
- энергетическую поддержку глобальных инфраструктурных проектов развития газоснабжения, нефтеснабжения, железнодорожной и автомобильной сетей;
- обеспечение надежной выдачи мощности крупных электростанций;
- обеспечение надежности питания городов и крупных узлов нагрузки;

- повышение адаптивности сети к факторам неопределенности развития генерирующих мощностей и нагрузок;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений на функционирование оптового рынка электроэнергии.

Развитие распределительной сети энергосистем будет направлено на:

- обеспечение выдачи мощности электростанций;
- обеспечение внешнего электроснабжения отдельных крупных потребителей (энергоемких промышленных потребителей, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефте- и газопроводов и др.);
- обеспечение надежного питания узлов нагрузки;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений.

Развитие электрических сетей ЕЭС России будет осуществляться с использованием новых технологий транспорта и распределения электрической энергии.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для передач постоянного тока. Основная роль этих электропередач будет заключаться в создании электрического моста Восток-Запад по нескольким направлениям (северное, центральное, южное). Структура и параметры этого моста подлежат дальнейшему определению по результатам комплексной оптимизации развития генерирующих мощностей и системы транспорта электроэнергии и транспорта энергоресурсов из Сибири в Европейскую часть страны. Для передачи мощности от крупных электростанций и энергокомплексов (КАТЭК, Туруханская ГЭС, Южно-Якутский гидроэнергетический узел и др.), усиления межсистемных связей ЕЭС России, обеспечения взаимовыгодной торговли электроэнергией с зарубежными странами (Европа, Центральная Азия, Северо-Восточная Азия) в дополнение к развитию сети переменного тока высших классов напряжений будут использованы передачи и вставки постоянного тока напряжением 800-1500 кВ.

Сеть 750 кВ будет развиваться в Европейской части ЕЭС России для усиления межсистемных связей между ОЭС Северо-Запада и Центра, обеспечения надежности выдачи мощности АЭС, находящихся в этой зоне, повышения надежности системообразующей сети и надежности энергоснабжения потребителей центрального энергоузла и, прежде всего, Московской, Смоленской и Тверской энергосистем, а также для возможности усиления связей с Белоруссией и Украиной.

Линии электропередачи 500 кВ будут использованы для усиления основных связей в ОЭС Юга, Центра, Средней Волги, Урала, Сибири, развития межсистемных связей между объединенными энергосистемами ЕЭС России, а также для присоединения ОЭС Востока к ЕЭС России. **Тем самым завершается формирование Единой энергосистемы России, что усиливает интегрирующую роль инфраструктуры электроэнергетики в развитии экономики страны.**

Наряду с основной функцией сети 500 кВ как системообразующей, в перспективе сети 500 кВ будут все шире использоваться для внешнего электроснабжения городов. Такое направление в развитии сети 500 кВ позволит сократить развитие сети 110 и 220 кВ в этих регионах, поскольку при высокой плотности сети 500 кВ в целом ряде случаев будет оправдано сооружение глубоких вводов 500/220-110 кВ, вместо сооружения протяженных питающих ВЛ 220 и 110 кВ. Это позволит уменьшить затраты в сетевое строительство за счет сокращения потребности в трансформаторной мощности, а также уменьшит потери мощности и электроэнергии.

Сеть 330 кВ в рассматриваемой перспективе получит свое дальнейшее развитие и будет продолжать выполнять системообразующие функции в ряде энергосистем ОЭС Центра, Юга и Северо-Запада и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций. В ОЭС Юга, где нет линий 750 кВ, получит развитие трансформация 500/330 кВ.

Наряду с формированием ЕЭС России на обжитой территории страны потребуется решение сложной технико-экономической задачи формирования и объединения энергосистем и энергоузлов в малообжитых, удаленных от основных энергетических центров, районах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Для объединения этих энергоузлов и энергосистем и присоединения их к ЕЭС России наряду с линиями электропередачи переменного тока нужно рассматривать возможность использования линий электропередачи постоянного тока.

Необходимо будет повысить управляемость электрических сетей за счет применения управляемых шунтирующих реакторов, тиристорных статических компенсаторов реактивной мощности, СТАТКОМов, фазоповоротных устройств, объединенных регуляторов перетока мощности, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, накопителей энергии, автоматизированных подстанций, КРУЭ нового поколения, технологий автоматизированных переключений, интеллектуальных систем противоаварийного управления, ГИС-технологий. Применение этих устройств и технологий позволит повысить управляемость, пропускную способность электрической сети, улучшить качество электрической энергии, повысить надежность и экономичность

работы электрических сетей в целом. Особые перспективы применения управляемых устройств в электрических сетях связаны с появлением мощных полупроводниковых устройств нового поколения, микропроцессорных устройств. Должны быть решены задачи полной наблюдаемости ЕЭС и управления электрическими режимами в реальном времени.

В перспективе (по мере развития промышленного производства и уменьшения стоимости) найдут применение сверхпроводниковые устройства, в первую очередь, кабели, накопители, токоограничивающие устройства.

Стратегия взаимодействия России с энергообъединениями стран ближнего и дальнего зарубежья должна формироваться с учетом масштабов и принципов участия ЕЭС России в формировании общеевропейского электроэнергетического рынка, целесообразности активизации энергетической политики в восточном геополитическом направлении, роли ЕЭС России в формирующемся Евразийском энергообъединении. Первоочередной задачей здесь является решение вопроса полного использования существующих 11 линий электропередачи напряжением 220-750 кВ между странами СНГ и Восточной Европы.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества России с зарубежными странами необходимо, чтобы варианты развития электрических связей со странами ближнего и дальнего зарубежья рассматривались совместно с вариантами развития систем транспорта первичных энергоресурсов и чтобы в целом определялись наиболее рациональные соотношения между транспортом электроэнергии и первичных энергоресурсов, а выгоды от реализации такого решения распределялись между различными субъектами хозяйствования, а также использовались бы для нужд государства.

Для реализации преимуществ совместной работы энергосистем и увеличения экспорта электроэнергии из России в период до 2030 г. стратегия предусматривает следующие условия взаимодействия ЕЭС России с энергосистемами соседних стран:

- с энергосистемами стран СНГ - сохранение параллельной работы по существующим и новым связям переменного тока;
- со странами Балтии – сохранение параллельной работы по крайней мере в ближней перспективе (до 2010 г.), а возможно и позднее, в зависимости от интеграционных процессов ЕЭС России с UCTE и NORDEL;
- с объединением энергосистем северных стран NORDEL - сохранение совместной работы, в том числе через существующие и новые связи постоянного тока (ВПТ, ППТ);

- с энергообъединениями стран Западной и Центральной Европы:
 - переход на совместную работу с UCTE-CENTREL, в том числе по существующим ВЛ 220-750 кВ между странами СНГ и Восточной Европы;
 - сооружение в перспективе многоподстанционной ППТ ± 500 кВ Россия – Белоруссия – Польша – Германия;
- с энергосистемами азиатских стран:
 - * с Монголией - синхронная работа с ОЭС Сибири;
 - * с Китаем – передача электроэнергии и мощности из ОЭС Сибири и Востока по линиям 110-220-500 кВ в выделенные энергорайоны, а в перспективе - связь по передачам постоянного тока из ОЭС Сибири для организации совместной работы энергосистем Китая и ЕЭС России;
 - * с Ираном и Турцией - передача электроэнергии в выделенные районы через энергосистемы Азербайджана и Грузии.
 - * В связи с развитием интеграционных процессов могут быть созданы условия для реализации международных электроэнергетических мега-проектов с участием энергокомпаний стран бассейнов Балтийского, Черного и Японского морей.

Усиление межсистемных связей между объединенными энергосистемами ЕЭС России, а также реализация международных проектов развития межсистемных линий электропередачи позволит приступить к формированию протяженной цепи: Япония – Китай – Сибирь – Казахстан - Европейская часть России - другие страны СНГ - Европа и может явиться важным этапом в создании Евразийского суперэнергообъединения, как одной из мощных и существенно развитых частей мировой энергосистемы.

8. Обеспечение надежности ЕЭС России

Надежность ЕЭС России будет обеспечена путем удовлетворения требований к нормативам балансов мощности, электроэнергии и топлива, а также режимной надежности, которые должны будут уточняться на рассматриваемом периоде в соответствии с требованиями надежности со стороны потребителей, причем эти уточнения в условиях рынка электроэнергии будут идти в сторону ужесточения этих критериев, **в частности в сторону повышения показателя балансовой надежности – вероятности бездефицитной работы энергосистем - до величины порядка 0,9997 к концу рассматриваемого периода, а также обязательного выполнения критерия N-1 , а в ряде случаев - и критерия N-2.**

Для обеспечения надежности ЕЭС России необходимо будет:

- Осуществить требуемое развитие генерирующих мощностей и электрических сетей.
- Создать зоны эффективного управления региональными энергосистемами, в рамках которых будет обеспечиваться баланс мощности как в процессе функционирования, так и развития региональных энергосистем, с Единым диспетчерским управлением.
- Кардинально повысить надежность схем внешнего и внутреннего энергоснабжения крупных городов и мегаполисов.
- Создать государственную систему контроля за обеспечением надежности (ежегодный прогноз надежности на 10 лет, разработка национальных стандартов надежности, контроль за их выполнением).
- Создать автоматизированную систему - «управление спросом потребителей».
- Создать эффективную систему хозяйственного и технологического управления электроэнергетическим комплексом страны, обеспечивающую необходимое развитие генерирующих мощностей и электрических сетей, надежное и экономичное функционирование электроэнергетики.

9. Инвестиционные потребности на развитие электроэнергетики

В табл. 9 приведены для базового сценария данные по объемам необходимых инвестиций в развитие генерирующих мощностей и электрических сетей с учетом удельных стоимостей, характерных для развитых стран, как в настоящее время, так и на перспективу.

Таблица 9

Оценки необходимых потребностей в инвестициях в развитие электроэнергетики (млрд. долл.)

Объекты Энергетики	Вводы мощности и капитальные вложения	
	Вводы мощности 2006-2030 гг., ГВт	Кап.вложения, млрд. долл.
АЭС	48,7	98,0
ГЭС и ВИЭ	45,0	90,0
ТЭС	173,6	198,0
Всего на эл.станции	267,3	386,0
Электрические сети		204,0

Итого		590,0
-------	--	-------

Средняя стоимость производства электроэнергии в России в 2030 г. при реализации основных положений целевого видения составит 5,5 – 6 цент/кВт.ч, а средний тариф по всем категориям потребителей – 9 -10 цент/кВт.ч.

При этом важнейшим условием является изменение структуры тарифа в сторону ее приближения к практике, сложившейся в развитых странах (генерация – 65 %; сети – 35 %). Изменение структуры тарифа должно быть синхронизировано с повышением цен на газ для электроэнергетики.

10. Обеспечение экологических требований

Стратегия развития электроэнергетики России на период до 2030 г. предусматривает в конце рассматриваемого периода выход электроэнергетики с точки зрения экологии на уровень развитых стран мира. Учет и выполнение экологических ограничений достигается с помощью комплекса общесистемных и объектных природоохранных мероприятий, которые дополняют друг друга, обеспечивая наибольший экологический эффект. Все электростанции на газе имеют необходимый комплекс технологических методов снижения выбросов оксидов азота и в необходимых случаях - системы очистки уходящих газов от оксидов азота.

Станции, сжигающие твердое топливо, будут оборудованы современными золоуловителями со степенью очистки дымовых газов 99,3 – 99,7 %, в том числе: электрофильтрами с применением систем периодического встряхивания электродов, знакопеременным питанием, рукавными фильтрами и эмульгаторами.

Требования национальных стандартов и соблюдение международной конвенции по выбросам оксидов серы будут обеспечиваться за счет широкого использования бурых углей Канско-ачинского бассейна, которые являются незкосернистыми и содержат значительное количество кальция в золе, позволяющего связать до 30-40% образующихся оксидов серы и использования различных технологий сероочистки, в первую очередь сухой и мокро-сухой известняковой.

Для особо сернистых углей (интинского, подмосковного, челябинского и др.) и в случае использования высокосернистого мазута необходимо применять высокоэффективное сероочистное оборудование.

Обеспечение нормативных значений валовых и удельных выбросов загрязняющих веществ на электростанциях с энергоблоками до 200 МВт,

работающих на низкосортном топливе, будет достигаться внедрением котлоагрегатов с циркулирующим кипящим слоем.

Учитывая, что стратегией развития электроэнергетики предусматривается рост доли угля, используемого на электростанциях, необходимо особо отметить увеличение выбросов парниковых газов. Данное обстоятельство приведет к тому, что доля выбросов парниковых газов (в 2005 году – 69 % от уровня 1990 г.) будет увеличиваться, и между 2015-2020 гг. будет достигнут уровень выбросов парниковых газов 1990 г.. К 2030 г. он будет превзойден в 1,4 раза. В этом случае требуется применение специальных методов снижения выбросов CO₂ в атмосферу.

11. Новые технологии

Безусловно, в рассматриваемый период будет проводиться большое множество научных работ, связанных с созданием новых технологий генерации, транспорта и распределения электроэнергии. Из уже известных следует упомянуть технологии получения электроэнергии с использованием термоядерного синтеза, водородную энергетику, использование энергии приливных волн, атомную энергетику с применением высокотемпературных ядерных реакторов с газовым охлаждением и т.д.

Мы исходим из того, что до 2030 г. данные технологии не будут использоваться в сколь-нибудь серьезных промышленных масштабах, за исключением водородной энергетики для автономных установок и транспорта. Поэтому основные новые энергетические технологии будут связаны с энерготехнологическими установками, позволяющими получать главным образом искусственное жидкое топливо и при этом вырабатывать определенное количество электроэнергии. Особенно перспективна энерготехнологическая переработка сланцев с получением искусственной нефти – сланцевой смолы.

Второй, новой для России, является технология газификации твердого топлива для получения электроэнергии по высокоэкономичному парогазовому циклу. Эта технология, освоенная за рубежом, позволяет существенно улучшить к.п.д. станций, работающих на угле, но до настоящего времени была недостаточно эффективна по экономическим показателям, особенно по сравнению с установками, работающими на суперкритических параметрах пара.

Важным является и решение проблемы создания атомно-водородной энергетики, позволяющей получать в часы ночного провала нагрузки достаточно дешевый водород для его использования в автономной и транспортной энергетике.

В области технологий электропередачи возможным является применение газоизолированных электропередач переменного тока, компактных, комбинированных и настроенных передач переменного тока. Рассматриваются также передачи электроэнергии на сверхвысоких частотах по волноводу и передача электроэнергии с космической солнечной электростанции концентрированным СВЧ- или лазерным пучком. Однако последние виды электропередач явно проблематичны, а предыдущие два в рассматриваемый период необходимо использовать.

Отдельно следует выделить технологию создания электропередач с использованием кабеля на основе материалов с высокотемпературной сверхпроводимостью. Этот класс электротехнического оборудования (не только сверхпроводящая электропередача, но и сверхпроводящие токоограничители, трансформаторы, генераторы, двигатели и т.д.) безусловно будет бурно развиваться в ближайшие годы и может стать основой для революционных изменений в электроэнергетике. Наиболее подготовленными к коммерческому использованию являются сверхпроводящий кабель и токоограничители. В мире уже появились отдельные опытно-промышленные линии таких электропередач длиной до 650 м. В России первый сверхпроводящий кабель длиной 200 м на напряжение 20 кВ будет запущен в эксплуатацию в Москве в 2010 г. Подобные линии в ближайшее время станут вполне конкурентоспособными по отношению к обычным кабельным линиям для использования в крупных городах в качестве глубоких вводов и распределения электроэнергии на генераторном напряжении.

Необходимо отметить, что некоторые технологии, которые сейчас начали развиваться и осваиваться в промышленно развитых странах (производство электроэнергии на оборудовании с суперсверхкритическими параметрами пара, линии передач ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока и др.) в России были созданы и освоены намного раньше, и в рассматриваемом периоде развития электроэнергетики их нужно улучшать, воспроизводить и широкомасштабно использовать.

12. Заключение

Несмотря на обилие количественных данных, приведенных и в этой статье, и в других публикациях, остается несколько принципиальных вопросов, которые должны быть исследованы и разрешены в рамках работ по Энергетической стратегии России.

Прежде всего – это долгосрочная концепция развития экономики России. Она, как уже отмечалось, важна для получения исходных концептуальных положений

Энергетической стратегии. Важным также является и проведение технико-экономического обоснования на перспективу оптимальных пропорций обеспечения энергетического баланса между Европейской и Азиатской (Сибирской) частями России различными способами: доставка угля из Сибири, передача из Сибири электроэнергии, повышенное использование в Европейской части страны дорогого газа плюс строительство АЭС, обмен электроэнергией с Западной Европой и другие возможности.

Существенным вопросом для проработки является и вопрос использования линий электропередач (а вероятнее всего и потребителей) постоянного тока. Это касается как мощных линий электропередач ультравысокого напряжения ± 600 , ± 750 кВ (здесь важно определить надежность электроснабжения потребителей линиями длиной более 1000 км), так и кабельных сверхпроводящих линий электропередач. Все остальные вопросы (генерирующие мощности для покрытия потребностей в электроэнергии, их соотношение, вид топлива, межрегиональные электросвязи, надежность электроснабжения, динамическая и статическая устойчивость сети и т.д.) являются достаточно легко разрешимыми на сегодняшнем уровне развития экономико-математических моделей, позволяющих рассчитывать перспективное развитие и функционирование сложных энергетических электрических систем.