

ТЭС РОССИИ СЕГОДНЯ И ЗАВТРА. АСПЕКТЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ.

В.М. Неуймин, к.т.н. (ОАО «ОГК-4»)

Холдингом РАО «ЕЭС России» в 2005 г. рассмотрена и одобрена подготовленная с участием ряда институтов отрасли «Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике» (далее Концепция). Приказом РАО «ЕЭС России» от 25.04.05 № 258 также принят план мероприятий по реализации Концепции на период 2007-2010 гг. [1]. При разработке Концепции были учтены фундаментальные работы в области надежности электроэнергетики, а также огромный опыт обеспечения надежности функционирования «ЕЭС России». Концепция призвана стать основой для разработки правовых, экономических и нормативных документов, направленных на обеспечение надежности энергоснабжения в условиях реформирования электроэнергетики. Согласно Концепции обеспечение надежности в электроэнергетике базируется на сочетании обязательных требований (стандартов) и экономических механизмов, ключевыми из которых являются взаимная ответственность поставщиков и потребителей электроэнергии, а также всех субъектов рынка электроэнергии.

Генерирующие компании должны отвечать за надежность производства электроэнергии, электрическую и технологическую живучесть и участие в управлении режимами; сетевые компании - за надежность схем передачи мощности и присоединение нагрузки, а также за готовность сети к выполнению графиков генерации и потребления электроэнергии.

Системный оператор должен отвечать за надежность режимов, а также за планирование и координацию ремонтов.

Наконец, потребители будут нести ответственность за устойчивость к внешним возмущениям, электрическую и технологическую живучесть своих объектов.

Не менее важны и такие механизмы обеспечения надежности отрасли, как дифференциация тарифов на электроэнергию по уровню надежности, рынок системных услуг, а также страхование ущерба, вызванных нерасчетными условиями.

Большое внимание в Концепции уделено проблеме надежного покрытия будущего спроса на электроэнергию.

Основой правового обеспечения надежности в электроэнергетике являются Гражданский кодекс РФ и «Федеральный закон об электроэнергетике».

Надежность поставки электроэнергии - важнейшая составляющая жизнеобеспечения и среды обитания современного общества.

Либерализация и конкурентный рынок в электроэнергетике способствуют снижению надежности энергоснабжения по следующим причинам:

- резко возрастает число независимых субъектов рынка в связи с реструктуризацией действующей системы и разделения вертикально интегрированных компаний на составные части по видам бизнеса: генерация, транс-

порт и сбыт (главная цель этих структур, общая численность работников которых практически вдвое превышает численность работающих в отрасли до ее реструктуризации рабочих, инженеров и управленцев, прибыль, а не надежность энергоснабжения потребителей);

- давление рынка, рост конкуренции, экономия издержек, снижение уровня резерва и привлекательности долгосрочных инвестиций непосредственно влияют на надежность электроснабжения потребителей, снижая ее в условиях текущего функционирования отрасли и при обеспечении покрытия перспективного спроса на электроэнергию.

На надежность единой энергосистемы в современных условиях определяющее влияние оказывают следующие основные факторы:

- снижение энергопотребления (например, объемы 2003/1990 гг. составили ~ 84 %);

- амортизационный износ основных производственных фондов в настоящее время превысил 60 %;

- отставание разработки нормативной методологической и технологической базы от темпов реорганизации отрасли и внедрения рыночных механизмов;

- нерешенность задач инвестирования в развитие электроэнергетики (в 2007 г. этот вопрос, наконец, то сдвинулся «с мертвой точки»).

Основные сведения о названной Концепции приведены в работе [1]. В рамках небольшой статьи невозможно рассмотреть все аспекты надежности и безопасности электроэнергетики. Остановимся лишь на состоянии основного энергетического оборудования, инвестиционной программе ОАО «РАО «ЕЭС России» на 2006-2010 гг., потенциальных возможностях отечественного энергомашиностроения, особенностях разработки проекта Генсхемы (ГС) размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.

Электроэнергетика России - один из крупнейших промышленных комплексов в мире, основу которого составляют (66 % от установленной мощности всех источников энергии) и будут составлять в будущем тепловые электрические станции на органическом топливе. Структура и состав основного оборудования ТЭС на рубеже второго и третьего тысячелетий показаны, например, в работах [2-4,21]. Амортизационный износ находящегося в эксплуатации оборудования ТЭС превысил 60 %. Объем вновь вводимого оборудования не позволяет создавать резервы генерирующих мощностей, способствующих созданию рыночных условий в электроэнергетике: за 1991-2000 гг. ввод генерирующих мощностей в отрасли снизился в 4 раза и составил 6443,5 тыс. кВт (новое строительство) и 6073,7 тыс. кВт (техническое перевооружение и реконструкция) [2-6]. Данные о вводах генерирующего оборудования на ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС Рос-

сии» в 2001-2007 гг. приведены в табл. 1.

Таблица 1

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2001-2005	2006	2007
Ввод, МВт	1330	640	2055	980	964*	5969	1196	1474

*) – прогноз вводов оборудования согласно «Концепции технической политики» [19].

В 2001-2007 гг. введено в эксплуатацию оборудования суммарной мощностью 8,61 млн. кВт (в среднем 1,23 млн. кВт/год). В 2008, 2009, 2010 гг. предполагается ввести в эксплуатацию новых энергетических мощностей установленной мощностью 1596, 7576, 16979 тыс. МВт соответственно (темпов вводов на уровне 2010 г. не имел даже СССР).

Суммарные затраты на техническое перевооружение ТЭС и сетей ОАО РАО «ЕЭС России», например, в 2003 г. составили ~ 20 млрд. руб., а затраты на ремонт оборудования ~ 37 млрд. руб. Структура затрат на выполнение обоих видов работ планировалась следующим образом: энергоблоки ~ 20 %, энергетические котлы ~ 10%, паровые турбины ~ 30 %, турбогенераторы ~ 1,0 %, силовые трансформаторы ~ 0,5 %, паропроводы ~ 2,0 %, оборудование очистки дымовых газов ~ 0,5 %, здания и сооружения ~ 4,0 %, оборудование химводоочистки ~ 2,5 %, вспомогательное оборудование ~ 3,5 %, распределительные устройства ~ 3,5 %, оборудование электрических схем ~ 1,5 % [2-5,21]. Ежегодный рост затрат на ремонт в среднем по Холдингу РАО «ЕЭС России» составляет ~ 5 %.

Уместно отметить: по данным США при возрасте оборудования угольной ТЭС в 35 лет срок вынужденных простоев оборудования в ремонте в 1,5-2,0 раза, а при 40 годах эксплуатации ~ в 4 раза больше, чем у оборудования со сроком эксплуатации 15-20 лет.

В России расчетный срок службы энергетических котлов регламентирован ГОСТ Р50831-95 и составляет не менее 40 лет. При эксплуатации котлов особое значение придается критериям оценки ресурса, которые заложены в основу расчетов выработки ресурса каждой детали, каждой сборочной единицей (каждым узлом) котла. Техническое состояние котла является определяющим показателем для осуществления его модернизации.

Для турбин мощностью 50-600 МВт и для турбин мощностью до 50 МВт полный установленный срок службы составляет не менее 40 лет (ГОСТ 24278-89 и ГОСТ 28969-91 соответственно).

На ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России» эксплуатируется ~ 1550 турбин различной единичной мощности, в т.ч. турбин: 1хК-1200-23,5; 15хК-800-23,5; 7хК-500-23,5; 76хК-300-23,5; 78хК-200-12,8; 37хК-150-12,8; 21-Т-250-23,5; 19хТ-180-12,8 и др. (доля энергоблочного оборудования на ТЭС составляет ~ 55 % [2-6,12,21]).

Расчетный ресурс паропроводов в зависимости от номинальных параметров острого пара, типоразмеров паропроводов определяется техническими условиями на их поставку. Уровень, наработки паропроводами ТЭС показан в работах [2,3].

Полный назначенный срок службы турбогенераторов регламентирован ГОСТ 533-2000 и составляет 40 лет.

Полный срок службы силовых масляных трансформаторов регламентирован ГОСТ 11677-85 и составляет не менее 25 лет.

В 2001-2005 гг. и 2006-2010 гг. парковый ресурс (ПР) [9] выработали (выработают) 46,8 (33,7 %) и 70,6 % установленных мощностей ТЭС. К 2010 г. индивидуальный ресурс [22] выработают 22,4 млн. кВт установленных мощностей ТЭС [2-6,21]. На 01.04.04 ПР выработало также 24,2 тыс. т (23 %) паропроводов острого пара и горячих ниток промперегрева; срок службы 25 лет выработали 1008 шт. или 1301,3 тыс. МВА (91 %) силовых трансформаторов напряжением 100 кВ и выше, выработали срок службы 30 лет 1220 шт. турбогенераторов суммарной мощностью 97,5 тыс. МВА (48 % установленной мощности) [2-5,21].

Выработку оборудованием ОАО «ОГК» значений ПР по состоянию на 31.12.02 характеризуют данные табл. 2.

Таблица 2

ОАО «ОГК»	Мощность установленная, МВт	Выработка значений ПР, %	Выработка значений ПР %
		2005 год	2010 год
ОАО «ОГК-1»	8756	48,17	66,24
ОАО «ОГК-2»	8695	40,21	86,04
ОАО «ОГК-3»	8497	56,71	68,28
ОАО «ОГК-4»	8570	49,97	77,48
ОАО «ОГК-5»	8663	87,65	88,23
ОАО «ОГК6»	9042	78,19	83,17

Данные по ожидаемой выработке значений ПР паровыми турбинами и расчетного срока службы энергетическими котлами ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России» приведены в табл. 3 [2-5,8,12].

В 2001-2005 г.г. и в 2006-2010 гг. на ТЭС выработало (выработает) ПР генерирующее энергетическое оборудование суммарной мощностью соответственно 46,8 млн. кВт (35 % установленной мощности) и 23,8 млн. кВт (15 % установленной мощности).

ПР не является предельным сроком эксплуатации оборудования. После его достижения проводится тщательное диагностирование деталей (элементов теплонепряженных конструкций) оборудования, анализируются условия их эксплуатации, измеряются фактические размеры деталей, исследуются структура, свойства и накопленная повреждаемость в металле, проводится его дефектоскопический контроль и расчетная оценка напряженного состояния и остаточного срока службы. По результатам комплексного исследования закономерностей деградации структуры и свойств применяемых материалов, анализа данных по износу и повреждаемости элементов оборудования при наработке 300 тыс. ч и более, анализ причин его аварийных разрушений прогнозируется, что индивидуальный ресурс (ИР) составит в среднем 1,35-1,50 от значений ПР [10]. По оценке ОАО «Фирма ОРГРЭС» ожидается, что в период 2001-2010 гг. с такими сроками наработки будут эксплуатироваться турбины с общей мощностью 22.4 млн. кВт [2-4,21].

Таблица 3

Годы	2000 г.		2005 г.		2010 г.	
Заводы	Выработка паркового ресурса турбинами, шт. / МВт (%)					
ЛМЗ	115	13345 (18,2)	264	36025 (49,0)	344	48178 (65,6)
ТМЗ	79	3890 (10,6)	157	10057 (28,2)	261	19409 (54,4)
Турбоатом	36	6299 (38,4)	72	14100 (86,0)	99	16400 (100)
Заводы	Выработка расчётного срока службы (ГОСТ Р50831-не менее 40 лет) энергетическими котлами на 9,8 МПа и более, шт./ т/ч (%)					
ТКЗ	205	51112 (13,9)	330	84057 (22,8)	456	115002(31,2)
ЗИО	142	32989 (14,9)	227	53609 (24,3)	310	74219 (39,6)
БКЗ	45	8496 (6,3)	72	13806 (10,2)	97	19116 (14,2)

Следует отметить, что при расчете на прочность изделий отечественного энергетического машиностроения коэффициент запаса на прочность составляет 1,6; изделий судостроения – 1,4, изделий авиационного машиностроения – 1,3. По договору с ОАО РАО «ЕЭС России» фирма «Чези» (Италия) в 2003 г. провела оценку проводимых в РФ работ по определению состояния оборудования и продлению его срока службы. Фирма из Италии пришла к выводу, что предлагаемое на ТЭС России к выводу из эксплуатации оборудование может еще долго работать. Так, например, по оценке фирмы «Чези», турбина типа Т-100/120-12,8 (теплофикационные турбины работают в более напряженных условиях, чем конденсационные турбины) должна эксплуатироваться на уровне 500 тыс. ч (ПР турбины указанного типа ограничен 220 тыс. ч при 600 пусках [9]). При разработке Технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» на период до 2009 г. этому факту, к сожалению, не была дана оценка ни со стороны ОАО РАО «ЕЭС России», ни со стороны ОАО «ВТИ», специалисты которого привлекались к выполнению ф. «Чези» работ по указанному выше договору.

В период ремонтных компаний принимаются также меры по продлению сроков службы и другого энергетического оборудования.

Модернизация электростанций страны объективно сдерживается рядом факторов:

- ограниченностью собственных ресурсов компаний для реализации капиталоемких проектов технического перевооружения электростанций, а также недостаточной привлекательностью проектов для внешних инвесторов при существующем уровне цен на электроэнергию;

- недостаточной готовностью предприятий энергомашиностроения страны, электротехнической промышленности и строительной индустрии, производственный потенциал которых существенно снизился за последние 17 лет;

- низкими ценами на топливо, при которых техническое перевооружение оборудования не обеспечивает экономический эффект от снижения расхода топлива по сравнению с менее капиталоемким продлением срока эксплуатации оборудования, несмотря на сохранение при этом высоких расходов топлива и рост эксплуатационных и ремонтных затрат.

В электроэнергетике России основным критерием, определяющим возможность эксплуатации оборудования сверх установленного действующими стандартами срока службы, принимается безопасность его эксплуатации. Приоритетной задачей обеспечения безопасности

признается исключение внезапных разрушений высоконагруженных элементов конструкций оборудования. Факторами, вызывающими такие разрушения, являются, как правило, дефекты изготовления, нарушения условий эксплуатации оборудования.

С увеличением продолжительности эксплуатации оборудования, последний из указанных факторов становится доминирующим, поэтому, основной задачей в определении допустимых сроков безопасной эксплуатации оборудования становится достоверная оценка состояния металла деталей и сварных соединений конструкций, работающих в зоне пластической деформации (работающих при температурах свыше 420-450 0С) и малоцикловой усталости.

Эксплуатация в электроэнергетике большого числа однотипного оборудования позволила решить проблему увеличения сроков службы оборудования, вырабатывающего проектный ресурс. Пути продления сроков службы тепломеханического оборудования ТЭС предложены в работах [9,10].

При эксплуатации котлов и турбин в течение 57-60 % срока службы оборудованием вырабатывается ПР (при среднегодовой длительности эксплуатации 6400 час/год). Стоимость неоднократных обследований с целью продления срока службы оборудования может достигать до 50 % его первоначальной стоимости. При этом, наблюдается соответствующий рост ремонтной составляющей в тарифе на электроэнергию. По мнению автора статьи значение ПР должно быть увеличено не менее, чем на 25 %..

Тезис об исчерпании физического ресурса генерирующих мощностей в отечественной электроэнергетике в последнее десятилетие стал отправной точкой большинства построений и моделей ее перспективного развития [7].

Автор указанной работы отмечает ряд положений: разными авторами дается недопустимый разброс количественных оценок мощностей оборудования, вырабатывающих ресурс; допускаются разночтения в терминологии (предельная наработка, устаревшее оборудование, предельный срок службы, предельная наработка, морально устаревшее оборудование, устаревшее оборудование, вырабатывающее ресурс турбинное оборудование; выработка паркового ресурса; выработка проектного ресурса; предельное состояние).

Тезис о выводе из баланса по условиям физического старения многих миллионов киловатт энергетических мощностей электростанций, (когда под физическим

старением понимается исчерпание паркового ресурса отдельных элементов оборудования) и в тактическом и в стратегическом планах наносит вред российской электроэнергетике.

Утверждение, что через 3-5 лет в электроэнергетике России иссякнут резервы и возникнет дефицит генерирующих мощностей, а также, утверждение об исчерпании физического ресурса элементов оборудования ТЭС представляет угрозу энергетической безопасности России.

Сегодня можно говорить о значительных резервах работоспособности российских ТЭС и утверждать, что с учетом значительного разброса реальных величин ресурса конкретных деталей (элементов и узлов) от его усредненных значений применительно к любым технологическим элементам угрозы лавинообразного выхода из строя оборудования и сооружений не существует.

Холодные зимние месяцы последних лет, возникновение ограничений электропотребления в ряде городов страны в этот период заставили задуматься о создании резервов генерирующих мощностей. Амбициозная инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» на период 2006-2010 гг. утверждена Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» 29.01.07 и предполагает дополнительный ввод на ТЭС 34 млн. кВт генерирующих мощностей. При этом, на ТЭС ОГК и ТГК должно быть поставлено 146 паровых турбин суммарной мощностью 23,567 млн. кВт; 133 газовых турбин суммарной мощностью 17,052 млн. кВт; 260 турбогенераторов суммарной мощностью 44802 МВА; 173 котла суммарной паропроизводительностью 78190 т/ч; 156 силовых трансформаторов суммарной мощностью 49505 МВА.

В примечании к инвестпрограмме отмечается: по ряду генерирующих компаний стоимость реализации инвестпроектов будет корректироваться; состав оборудования уточняется (таким образом можно констатировать: полной ясности по программе нет, но программа имеется).

Потенциальные возможности предприятий энергетического машиностроения страны на период до 2015 г. показаны в табл. 4 ([3,5,21]). Для справки: объем производства современных газовых турбин, например, на фирме «General Electric» (США), доходит до 200 шт./год (2 производственные площадки фирмы в США и во Франции имеют в 2008 г. одинаковые объемы выпуска);

Таблица 4

Наименование оборудования	Единичная мощность, МВт	Потенциал заводов	*) Стоимость оборудования, \$/кВт
Паровые турбины	12-500	75	40-60
	180-250	5	171
	150-160	20	182
Газовые турбины	100-120	30	217
	45	10-15	195
	12-30	20-30	300-250

Примечание. *) – с появлением инвестпрограммы, получением ОАО РАО «ЕЭС России» контроля над ОАО «Силовые машины» стоимость выпускаемого энергетического оборудования возросла не менее чем на 40 %. (2 года назад стоимость изготовления паровых турбин на ОАО «ЛМЗ» обходилась заказчику в \$ 56/кВт).

ОАО «ЛМЗ» настраивается на ежегодный выпуск 7 современных газовых турбин.

Поддержанию на высоком уровне показателей надежности оборудования [21] способствует существующий уровень загруженности энергетических мощностей. Например, при существующем дефиците энергетических мощностей в московском регионе, уровень загрузки только самых крупных 19 теплофикационных турбин типа Т-250/300-23,5 за последние 15 лет составил в среднем 35-45 %, однако, имеющаяся перспективная инвестиционная программа технического перевооружения энергетических объектов ОАО «ТГК-3» не предусматривает мероприятия по увеличению загрузки указанного оборудования; филиал «Конаковская ГРЭС» ОАО «ОГК-5» имеет 8 паровых турбин типа К-300-23,5 (ЛМЗ), коэффициент использования установленной мощности которых в 2008 г. впервые «дотянул» за последние годы до 40 %.

В работах [2-6,8,12] рассматриваются пути обновления ТЭС. Концепция технической политики Холдинга РАО «ЕЭС России» определила требования к оборудованию [19]. Стратегическим направлением является полномасштабное техническое перевооружение ТЭС. Принципиальное обновление техники требует в 8 раз больших затрат, чем продление ресурса оборудования. При разработке в 2002 г. «Программы обновления объектов электроэнергетики ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на период до 2010 г. и прогнозной оценке до 2015 г.» ИНЭИ РАН называл цифры по удельной стоимости строительства новых генерирующих мощностей с использованием различных технологий сжигания органического топлива (приведенные цифры вдвое ниже тех, что имеются в настоящее время при заключении реальных контрактов).

Задачей ближайших лет является внедрение головных образцов оборудования нового поколения (ПГУ на базе крупных ГТУ, котлов с ЦКС, энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара). Проблема обновления, безусловно, касается также и категорий вспомогательного оборудования, зданий и сооружений электростанций, электрических и тепловых сетей.

В ближайшие годы, несмотря на наличие инвестиционных программ, электроэнергетика России, по нашему мнению, пойдет по пути продления ресурса оборудования, находящегося в эксплуатации. Этому способствуют следующие факторы: существующий уровень загруженности производственных мощностей ТЭС; существующая в стране тарифная политика; отсутствие конкурентоспособной отечественной техники (оборудование на сверхвысокие параметры пара, котлы с ЦКС, мощные ГТУ).

В связи с этим следует учесть, что в странах с нормальным соотношением цен «газ-уголь» (США, ЕС) себестоимость производства электроэнергии на угольных ТЭС на 7-24 % ниже, чем на ПГУ, имеющих больший КПД, но сжигающих более дорогое топливо (природный газ). Разница между угольным энергоблоком и ПГУ в топливной составляющей оказывается больше, чем разница в инвестиционных составляющих, даже с учетом дополнительных затрат по приему и хранению твердого топлива, дроблению и размолу угля, очистке дымовых газов от золы, SO₂ и NO_x.

Аналогичная перспектива, по нашему мнению, ожидает и российскую электроэнергетику. Предварительный экспресс-анализ, проведенный специалистами ОАО «ОГК-4» показывает, что тренд цен на топливо на период до 2020 г. (до 2011 г. – прогнозные цены МЭРТ, после 2011 г. – цены прогнозные экспертные) позволяет оборудованию Компании, способному сжигать как природный газ, так и уголь, в 2011-2016 гг. эффективную работу на угле, до 2011 г. и после 2016 г. эффективна работа оборудования на природном газе. Дополнительный эффект при использовании угля в качестве топлива получается при утилизации золошлаковых материалов, величина которых составляет в США 20 %, в странах ЕС ~ 64 %, в Российской Федерации – менее 10 %.

Возможности отечественного энергомашиностроения полностью покрывают потребности в изготовлении отдельных узлов для продления (восстановления) ресурса оборудования ТЭС (2,2 млн. кВт/год), предприятия страны в состоянии «поднять» программу изготовления оборудования для новых вводов генерирующих мощностей суммарной мощностью 3 млн. кВт, для технического перевооружения действующих ТЭС путем модернизации оборудования – 5 млн. кВт [2-6,12].

Качество эксплуатации оборудования энергоблока, а стало быть, и срок службы во многом определяет состояние турбины. Вибрационная надежность и безопасность эксплуатации турбоагрегата могут быть обеспечены только с использованием системного подхода, при котором наряду с вопросами балансировки, прежде всего, должны быть решены вопросы качественной сборки, центровки роторов, минимизированы поперечные силы в регулирующей ступени и т.п. [15,16].

В наиболее сложных условиях, в первую очередь, на теплофикационных режимах, работают рабочие лопатки последних ступеней турбин ТЭС большой единичной мощности (на режимах работы: пусковом, остановочном, с малыми нагрузками характеристики работы лопаточного аппарата ЦНД паровой турбины всецело определяются воздействием вентиляционных явлений [23], протекающих в проточной части цилиндра (вентиляционные потери мощности [24], вентиляционные разогревы [25], интенсивное возбуждение аксиальных резонансных колебаний по первой форме связанной решетки рабочих лопаток последних ступеней турбин за счет возбудителя колебаний повышенной кратности, частота вращения которого вдоль фронта лопаток колеса меняется в диапазоне 0,560-0,572 от частоты вращения вала [26], эрозийный износ кромок рабочих лопаток. Эксплуатация турбин с учетом изложенного выше позволяет избежать поломки рабочих лопаток ЦНД.

До 20-25 % инцидентов на ТЭС связаны с нарушениями в системе маслоснабжения и качества турбинного масла [21,27]. Сведения о достоинствах и недостатках применяемых в электроэнергетике способах очистки маслопроводов ТЭС представлены в работе [17]; об эффективном способе повышения надежности вращающегося тепломеханического оборудования путем добавок в масла - в работе [18].

Для обеспечения существующего спроса на электроэнергию в 2001-2010 г.г. достаточно вводить новое, мо-

дернизировать находящееся в эксплуатации, продлевать ресурс генерирующего оборудования на уровне 2,2 млн. кВт/год [2-6,8,12,21]. Прогнозный баланс ОАО РАО «ЕЭС России» энергии на 2003-2008 гг. определил потребность в генерирующих мощностях под прирост энергопотребления на уровне 22,6 ГВт (3 ГВт в 2004-2008 г.г. и 19,6 ГВт в 2009-2013 гг.). Отечественные предприятия энергомашиностроения и стройиндустрии в состоянии выполнить такую задачу [2-5,8,12,21].

В прогнозах на последующие пятилетние периоды «аппетиты» энергетиков стали возрастать. В этих условиях отрасль вынуждена ориентироваться на поставки оборудования по импорту, что существенно дороже, отодвигает сроки вводов оборудования, сдерживает развитие отечественного энергомашиностроения, заставляет страну работать на экономику других стран, в том числе на экономику США, на экономику стран, входящих в НАТО, и, наконец, ставит под угрозу выполнение самой инвестиционной программы.

В декабре 2006 г. ГНЦ «ЦНИИТМАШ» (победитель торгов на разработку документа) представил в Правительство РФ для рассмотрения «Стратегию развития энергетического машиностроения на период до 2020 года» (до настоящего времени решения по указанному документу Правительством РФ не принято).

В соответствии с поручением Правительства РФ от 30.11.06 в РАО «ЕЭС России» была организована разработка Генсхемы [13]. Презентация ГС приведена в работе [14]: при разработке ГС был принят прогноз, в соответствии с которым ежегодный прирост электропотребления составит 4,1 % в базовом варианте и 5,2 % - в максимальном варианте (для справки: рост электропотребления в 2007 г. составил 2,3 % к уровню 2006 г.).

Проект ГС представлен, как сбалансированный план размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. под уровень энергопотребления 1425 млрд. кВт ч в базовом варианте и 1600 млрд. кВт ч в максимальном варианте в 2015 г. с достижением к 2020 г. 1710 и 2000 млрд. кВт ч соответственно, реализация которого обеспечит вывод электроэнергетики страны на новый технологический уровень с увеличением среднеотраслевого КПД, снижения удельных расходов топлива и повышения маневренности и управляемости; ориентирован на создание сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность обмена энергией и мощностью между регионами страны.

Следует отметить следующее. РФ - страна далеко не южная, поэтому, эффективность оборудования целесообразно оценивать не по электрическому КПД, а по коэффициенту использования тепла сжигаемого топлива. Судите сами, например, в Москве в 1997 г. суммарная потребность в электроэнергии составила 50 млрд. кВт ч, а теплопотребление - 133 млрд. Гкал, т.е. в 3,66 раза больше.

Разработка ГС осуществлялась по следующей методике [13]. Была укрупненно сформирована динамика потребления электроэнергии, тепла, максимальных нагрузок по объектам РФ, которые были согласованы

с Федеральными округами. Далее, с учетом выбытия генерирующих мощностей и покрытия потребности за счет перетоков мощности по существующим сетям определялись дефицитные энергозоны страны. С учетом приоритетов были сформированы предложения по максимальному (по мнению автора статьи - не реальному) развитию атомной и гидрогенерации. Сформированы предложения по развитию магистральных электросетей. После этого рассмотрена структура мощностей на органическом топливе. Оптимизация структуры генерирующих мощностей и сетевых объектов происходила с учетом режимов оптимизации ЭЭС России, балансов мощности и электроэнергии. Далее, с учетом выполненной в 1981 г. работы на основе существующих кадастров и имеющихся новых предложений был сформирован перечень площадок размещения электростанций и сетевых объектов

Согласно разработанному проекту ГС на реализацию намеченного требуется: для ОГК/ТГК 3930 млрд. руб.; ФСК – 2609 млрд. руб.; распределительных компаний – 2382 млрд. руб.; ГидроОГК – 1410 млрд. руб.; «Росэнергоатом» - 1360 млрд. руб. инвестиций; намечается, что 1 раз в 3 года будет происходить корректировка ГС [13,14].

Предстоит рассмотрение ГС на заседании Правительства РФ.

Под безопасностью ТЭС, как правило, подразумевают надежность работы энергетического оборудования. Вместе с тем, вопросы безопасности можно отнести к воздействию ТЭС на окружающую природную среду (загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы, оказание шумового и электромагнитного воздействия). В работе [20] впервые показан опыт работы лучшей из энергетических компаний в области обращения с опасными отходами. За соответствие хозяйственной деятельности обязательным экологическим требованиям отвечает такой элемент административного механизма охраны окружающей среды, как государственная экологическая экспертиза [28].

Таким образом, надежность и безопасность обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией являются основными показателями деятельности ТЭС.

Выводы:

1. С учетом значительного разброса реальных величин ресурса конкретных деталей и сборочных единиц (элементов и узлов) энергетического оборудования от его усредненных значений применительно к любым технологическим элементам энергоблоков угрозы лавинообразного выхода из строя оборудования и сооружений ТЭС России не существует).

Потребность ОГК/ТГК в основных видах энергетического оборудования для реализации инвестиционной программы тепловых генерирующих компаний Холдинга РАО «ЕЭС России» на 2006-2010 гг. представляется серьезно завышенной. Для обеспечения энергопотребления в 2001-2010 гг. на ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России» достаточно ввести вновь, модернизировать генерирующее оборудование, осуществлять мероприятия, направленные на продление ресурса находящегося в эксплуата-

ции оборудования суммарной мощностью 22 млн. кВт.

2. Отсутствие в последние 20 лет заказов электротехнических фирм на энергетическое оборудование привело к отставанию отечественного оборудования от уровня техники и технологий, освоенных зарубежными фирмами: газовые турбины большой единичной мощности и паровые турбины на суперсверхкритические параметры острого пара (свыше 580 °С), технологии сжигания и газификации твердого топлива, в первую очередь в котлах с циркулирующим кипящим слоем.

3. В складывающихся рыночных условиях предстоит наладить четкую систему взаимодействия электроэнергетических и энергомашиностроительных организаций в обеспечении комплектности поставок оборудования, проведении на ТЭС высокоэффективного сервисного обслуживания.

4. В сложившихся условиях энергомашиностроительные предприятия России могут иметь успех на международных тендерах, на тендерах внутри России при условии, если они будут выступать с комплексными предложениями на поставку оборудования, работающего в единой технологической цепи, а также, если они будут иметь возможность получать приемлемые долгосрочные кредиты (задача основных акционеров, банковских структур, государства), необходимые для формирования конкурентоспособных предложений и поставки оборудования в рассрочку, как это сегодня широко практикуется западными изготовителями и поставщиками энергетического оборудования.

5. С целью обеспечения надежности и безопасности в электроэнергетической отрасли на уровне Минэнерго РФ в настоящее время возникла необходимость решения ряда актуальных вопросов:

5.1. Возобновления практики учета уровня отработки энергетическим оборудованием электростанций сроков службы (в 2001 г. ОАО РАО «ЕЭС России» прекратило финансирование выполняемых специализированными предприятиями отрасли работ данной направленности).

5.2. Формирования и мониторинга Генсхемы исключительно силами государственной структуры (предприятия других форм собственности своим ограниченным уставным капиталом ни за что ответить не в состоянии).

5.3. Экспертизы проектов технического перевооружения, реконструкции (расширения) ТЭС путем нового строительства или модернизации оборудования (это позволит сформировать заводам реальные взаимовыгодные программы производства оборудования на длительную перспективу и приведет к снижению до 15 % стоимости поставляемого на объекты электроэнергетики оборудования, снизить стоимость реализации инвестиционных проектов).

5.4. Целесообразности привлечения к поставкам энергетического оборудования многочисленных структур, поставляющих на объекты электроэнергетики, по существу, контрафактную продукцию: лицензий заводоизготовителей на право изготовления и поставки деталей и сборочных единиц к оборудованию, собственно оборудования поставщики услуг, как правило, не имеют.

5.5. Ввиду низкого уровня загрузки (длительных простоев) на ТЭС США, Канады и стран Европы энергобло-

ков ПГУ большой единичной мощности (в состав которых входят ГТУ низкого и среднего уровня экономичности) по причине ценовой политики на органическое топливо, - детальная проработка генерирующими компаниями проектов, представленных в инвестиционных программах компаний на среднесрочную и долгосрочную перспективы, приведет к существенному их пересмотру в сторону уменьшения количества ПГУ, очередной «перекройке» долгосрочных программ развития предприятий энергетического машиностроения и стройиндустрии.

5.6. Организации поточного метода осуществления технического перевооружения ТЭС, поскольку реализация инвестиционных программ в принятом виде приведет лишь к потере темпов и удорожанию технического перевооружения; с учетом подготовленного по п. 5.5 предложения организовать пересмотр инвестиционных программ электроэнергетиков на среднесрочную и долгосрочную перспективы.

5.7. Пересмотра порядка разработки нормативных документов технического регулирования в электроэнергетике, предусматривающего организацию работ лишь через НП «ИНВЭЛ» (согласно отчета НП «ИНВЭЛ» за 2006 г. его численность в 2009 г. должна вырасти с ограниченной численности до 120 чел.; стоимость разработки одного стандарта организации ОАО РАО «ЕЭС России» составляет 3,0 млн. руб. (при этом, агентское вознаграждение составляет 10 %); 100 % стандартов организации НП «ИНВЭЛ» разрабатывает силами привлекаемых Исполнителей).

5.8. Целесообразности сохранения при оценке состояния тепломеханического оборудования ТЭС показателя ПР.

Литература

1. Кучеров Ю.Н., Нечаев В.В. Концепция обеспечения надежности как основа гармонизации экономического и нормативного управления в электроэнергетике. // Энергетик, 2005, № 2.
2. Неуймин В.М. Обновление оборудования ТЭС – веление времени. // Энергомашиностроение, 2005, №№1,2-3.
3. Неуймин В.М. Совершенствование теплоэнергетического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта. - МНТК «Совершенствование теплоэнергетического оборудования ТЭС, внедрение систем сервисного обслуживания, диагностирования и ремонта»: Сб. докл., Екатеринбург, 2004.
4. Неуймин В.М. Состояние энергетического оборудования. // Новое в российской электроэнергетике, 2003, № 9.
5. Неуймин В.М. Необходимость и пути обновления ТЭС. // V съезд союза ученых и специалистов: Сб. матер. С-Пб, 2003.
6. Романов А.А., Березовский К.Е., Неуймин В.М. Управление ресурсом оборудования ТЭС путем реализации «Программы обновления». // МНТК: Сб. докл. / М., ВТИ, 2003.
7. Нечаев. О ресурсе энергетических объектов. // Электрические станции, 2002, №6.
8. Неуймин В.М. Оборудование ТЭС. Состояние. Перспективы обновления. – Матер. МНТК «Энергетическая безопасность России», проводимой в рамках выставки «Энергетика и электротехника», С.-П., «Ленэкспо», 2005, с. 40.
9. РД 10-577-03 Типовая инструкция по контролю металла и продлению сроков службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.- ГУП «НТЦ по безопасности в промыш-

ленности ГГТН России», М., ООО «БЭС-принт», 2003, с. 128.

10. Тумановский А.Г., Резинских В.Ф. Стратегия продления ресурса и технического перевооружения тепловых электростанций. // Теплоэнергетика, 2002, № 6.

11. Сайт ОАО РАО «ЕЭС России» «Инновации и инвестиции»: http://www.rao-ees.ru/ru/invest_inov/show.cgi&gen_s.htm

12. В.М. Неуймин. Перспективы технического перевооружения ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России». – V МНТК «Повышение эффективности производства электроэнергии». – Нч-к, ЮР ГТУ (НПИ), 2005.

13. Доклад Министра промышленности и энергетики РФ В.Христенко на заседании Правительства РФ 19.04.07. – Сайт Минпромэнерго РФ в Internet: <http://www.minprom.gov.ru/ministr/appearance/showAppearanceIssue?url=activity/electro/appearance/13>

14. Сайт ОАО РАО «ЕЭС России» в Internet: http://www.rao-ees.ru/invest_inov/show.cgi&gen_s.htm

15. Куменко А.И., Салимон А.В., Циклин Е.В. Совершенствование методов восстановления вибрационной надежности турбоагрегатов 800 МВт в период ремонта. /Сб. «Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электростанций» М., ОАО «ВТИ», 2003.

16. Куменко А.И. Влияние статических сил в парциальной ступени на устойчивость параметры сборки цилиндров высокого давления мощных турбин. // Вестник МЭИ, 2004, № 6.

17. Бахметов С.А., Неуймин В.М. Повышение эффективности производства электроэнергии путем совершенствования способов очистки маслосистемы и турбинного масла турбоагрегатов ТЭС. – Матер. V1 МНТК, Нч-к, ООО «Оникс+», 2007, с. 300.

18. Неуймин В.М. Повышение надежности оборудования электрических станций и сокращение затрат на ремонт путем антифрикционной ресурсовосстанавливающей обработки узлов трения. // Новое в российской электроэнергетике, 2004, № 12.

19. Неуймин В.М. Концепция технической политики Холдинга РАО «ЕЭС России». // Трубопроводная арматура и оборудование, 2005, № № 1 (16), 2 (17).

20. Бахметов С.А., Неуймин В.М. Деятельность ОАО «ОГК-4» по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов. // Новое в российской электроэнергетике, 2008, № 1.

21. Неуймин В.М. К вопросу о ресурсе и надежности работы котлов и турбин ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России» // Энергосбережение и водо-подготовка, 2004, № 5.

22. РД 10-262-98 (РД 153-34.1-17.421-95) Типовая инструкция по контролю металла и продлению сроков службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций / СПО ОРГРЭС, М., 1999.

23. Неуймин В.М., Усачев И.П. Вентиляционный процесс с ступенях осевых турбомашин. – Энергетическое машиностроение, 1982, №11.

24. Неуймин В.М. Математические зависимости для оценки вентиляционных потерь мощности в ступенях осевых турбомашин и их анализ. // Новое в российской электроэнергетике, 2004, № 10.

25. Усачев И.П., Неуймин В.М., Тихомиров А.Н. Метод определения разогрева проточной части ЦНД при очень малых расходах рабочего пара. // Энергомашиностроение, 1979, №2.

26. Усачев И.П., Неуймин В.М. О причинах поломок рабочих лопаток последних ступеней низкого давления турбин ТЭС. // Энергетик, 2003, №2.

27. Ю.Н. Самородов. Анализ аварий и инцидентов в работе турбогенераторов в 2001-2005 гг. – Новое в Российской электроэнергетике, 2008, № 3.

28. Н.В. Кичигин. Государственный контроль. – Экология производства, 2008, № 4.