

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ.

Ф. В. Веселов, И. В. Ерохина, Т. В. Новикова, Институт энергетических исследований РАН, г. Москва, Российская Федерация.

Тепловые электростанции (ТЭС) в настоящее время являются главной составляющей производственного потенциала российской электроэнергетики. На их долю приходится до 2/3 установленной мощности всех электростанций страны и 65% производимой электроэнергии. Более половины совокупной мощности ТЭС составляют станции с комбинированным циклом производства электрической и тепловой энергии (ТЭЦ), обеспечивающие до 46% всей потребности страны в централизованном тепле.

Роль тепловой энергетики велика и в масштабах всего ТЭК России. Тепловые электростанции являются крупнейшим потребителем органического топлива (в 2005 г. на электроэнергетику приходилось до 39% внутренней потребности в природном газе и 43% потребности в угле) и одновременно играют замыкающую роль в топливно-энергетическом балансе страны, обеспечивая сбалансированность спроса и предложения различных энергоресурсов за счет широких возможностей по взаимозамещению газа и различных видов угля.

Исследования перспектив развития электроэнергетики, выполняемые ИНЭИ РАН в рамках регулярного мониторинга Энергетической стратегии страны, показывают, что, несмотря на ускоренный рост гидроэнергетики и особенно – атомной генерации, ТЭС сохранят доминирующее положение в производственной структуре и к 2030 г. их доля в установленной мощности лишь незначительно снизится до 62-63% (рис. 1).

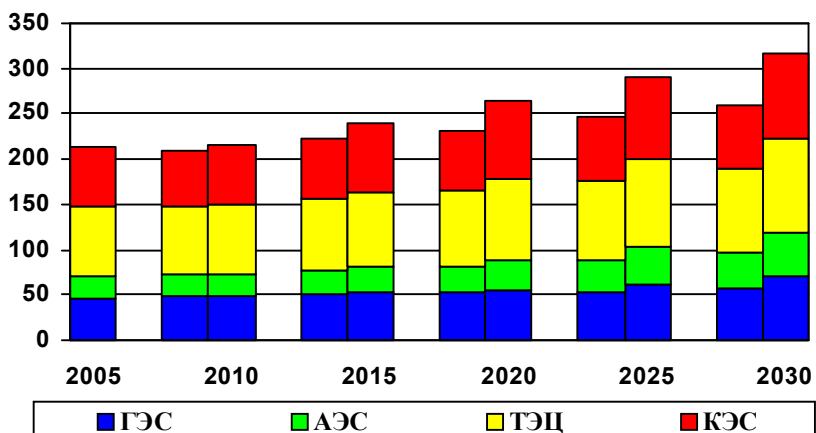


Рисунок 1. – Установленная мощность электростанций России (ГВт).

Рост электропотребления и потребности в мощности определяет необходимые масштабы развития электростанций всех типов: ГЭС, АЭС и ТЭС. При этом чистый прирост установленной мощности ТЭС в период до 2030 г. оценивается в диапазоне 19-32 ГВт, то есть производственный потенциал тепловой энергетики должен вырасти по сравнению с существующим всего на 14-22%.

В то же время реальный объем инвестиционной программы в электроэнергетике определяется не только вводами новых мощностей на прирост спроса, но и необходимостью инвестиционных решений по поддержанию существующего производственного потенциала, включая экономически обоснованные объемы реконструкции на действующих электростанциях или дополнительные вводы новых мощностей, компенсирующих выбытие изношенного или неэффективного оборудования. Таким образом, **обоснование динамики действующей генерирующей мощности** является центральной задачей, решаемой при формировании стратегии развития электроэнергетики, вариантов ее технологической перестройки и оценке объемов инвестиционной программы.

Степень сложности, методической и экспертной проработанности этой задачи для разных типов генерации существенно различается. Так, для ГЭС достаточным количеством исследований обоснована высокая экономическая эффективность мероприятий по поддержанию в эксплуатации существующего оборудования. Аналогичные работы выполнены по обоснованию эффективности продления сроков эксплуатации АЭС с реакторами первого поколения на срок до 15 лет. Однако по атомным энергоблокам с реакторами второго поколения требуется углубленная проработка вопросов технически возможных и экономически эффективных сроков продления их эксплуатации.

Но наиболее сложной задачей прогнозирования динамики действующей мощности представляется для тепловых электростанций. Ввиду крайне большого разнообразия в типах и характеристиках существующего оборудования ТЭС, а также из-за высокой зависимости решений от динамики цен газа и угля, данная проблема не имеет однозначного решения и требует комплексного анализа с учетом следующих основных факторов:

- возрастной структуры существующего оборудования, основная часть которого была введена в 60-80х годах прошлого века, и оценки его физического износа;
- морального износа и неконкурентоспособности (убыточности) эксплуатации действующих мощностей в условиях глубокого дерегулирования рынка электроэнергетики;
- сравнительной эффективности инвестиционных решений по реконструкции (модернизации или замене) существующего оборудования или его демонтажа с замещением новыми, технологически прогрессивными электростанциями с учетом изменяющейся стоимости органического топлива.

Анализ возрастной структуры существующего оборудования и оценка **динамики потенциального выбытия действующих мощностей на ТЭС** из-за естественного физического износа позволяет в первом приближении оценить общий объем инвестиционных решений по их реконструкции или замещению.

Традиционным критерием для оценки масштабов потенциального выбытия является **«парковый ресурс»** (ПР) энергетического оборудования, величина которого определяется наработкой однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, обеспечивающей их безаварийную работу при соблюдении стандартных требований к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок. В общем случае понятие ПР может быть отнесено к энергоустановке в целом, отдельным агрегатам (котел, турбина, паропровод) или их основным элементам.

Для анализа возрастной структуры существующего оборудования ТЭС, как правило, используется понятие **паркового ресурса турбины**, который определяется двумя независимыми параметрами: суммарной наработкой (в тыс. час.) и количеством пусков турбины. На рис. 2 показана прогнозируемая динамика достижения ПР тепловыми электростанциями России, полученная с использованием базы данных ИНЭИ РАН по состоянию и характеристикам действующих ТЭС. При этом уже сейчас более половины турбинного оборудования достигло **паркового ресурса**, а к 2030 г. эта величина составит 95% действующей мощности.

Однако, полученная оценка динамики выбытия существующего оборудования является сильно завышенной, поскольку ПР не является предельным сроком эксплуатации оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация либо восстановление работоспособного состояния невозможны или нецелесообразны. Соответственно, достижение **паркового ресурса** не является точкой принятия инвестиционного решения. Действующие технические регламенты предусматривают проведение в этот период специальной углубленной диагностики турбинного оборудования с учетом фактических свойств металла и условий эксплуатации, по результатам которой устанавливается дополнительный **«индивидуальный ресурс»** (ИР) его дальнейшей эксплуатации (до стадии зарождения трещин).

Экспериментальное определение ИР в рамках диагностики состояния турбинного оборудования выполняется специализированными организациями по представительной выборке электростанций. Полученные данные используются для расчета значений **экспериментально-прогнозируемого индивидуального ресурса** (ЭПИР), дифференцированных по типовым группам существующего турбинного оборудования (табл. 2).

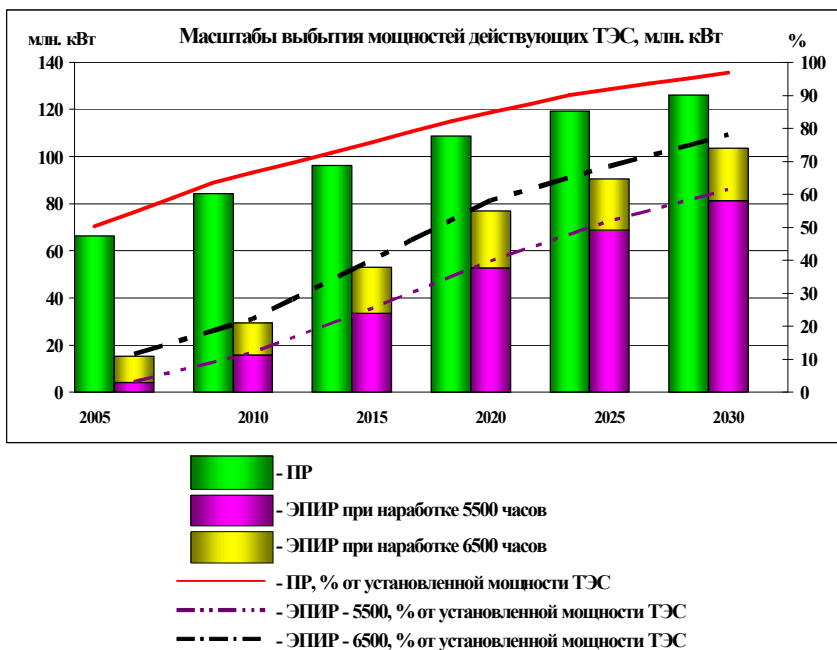


Рисунок 2. – Прогноз динамики снижения действующей мощности с учетом факторов физического износа оборудования

Таблица 2. Прогнозируемая продолжительность эксплуатации основных групп оборудования ТЭС, тыс. часов

№	Типовая группа оборудования ТЭС			Парковый ресурс, тыс. часов	ЭПНР после паркового ресурса, тыс. часов
	Тип генерации	Давление	Вид топлива		
1	КЭС	24 МПа	газ, мазут	100-220	50-100
2	КЭС	13 МПа	газ, мазут	220	80
3	КЭС	9 МПа и ниже	газ, мазут	270	130
4	ТЭЦ	24 МПа	газ, мазут	220	80-100
5	ТЭЦ	13 МПа	газ, мазут	220	80
6	ТЭЦ	9 МПа и ниже	газ, мазут	270	130
7	КЭС	24 МПа	уголь	100-220	50-100
8	КЭС	13 МПа	уголь	220	80
9	КЭС	9 МПа и ниже	уголь	270	130
10	ТЭЦ	24 МПа	уголь	220	80-100
11	ТЭЦ	13 МПа	уголь	220	80
12	ТЭЦ	9 МПа и ниже	уголь	270	130

Динамика мощности ТЭС, достигающей ЭПИР, представленная на рис. 2, заметно отличается от аналогичной кривой, построенной по критерию паркового ресурса. Так, из 66 ГВт мощностей, уже выработавших парковый ресурс, менее четверти (15 ГВт) также достигли и ЭПИР и требуют оперативных инвестиционных решений по реконструкции или выводу из эксплуатации с замещением новыми мощностями. Инвестиционные решения по большей части мощностей, достигшей ПР, могут быть отложены на период до 10-15 лет при условии экономической эффективности продолжения эксплуатации существующего оборудования в условиях конкурентного рынка. Вариантность сроков достижения ЭПИР определяется в зависимости от ожидаемого годового числа часов использования установленной мощности. В итоге, как показано на рис. 2, к 2030 г. общая величина мощностей, достигающего ЭПИР, оценивается в 81-103 ГВт. Таким образом, дополнительные инвестиционные решения, обеспечивающие компенсацию естественного выбытия 62-75% действующих мощностей, кратно увеличивают объем инвестиционной программы по сравнению с чистым приростом установленной мощности ТЭС (19-32 ГВт).

Переход к конкуренции в электроэнергетике, новым принципам ценообразования на электрическую энергию и мощность формируют новые вызовы для действующих электростанций, создавая жесткие требования к **экономической эффективности продолжения их эксплуатации**. В перспективе фактор конкурентоспособности действующих электростанций будет все более усиливаться в условиях планируемого развертывания строительства новых, технологически прогрессивных и более экономичных энергоустановок (в том числе в рамках механизма гарантирования инвестиций).

Количественная оценка **общесистемной эффективности (окупаемости функционирования) действующих электростанций в условиях конкурентного рынка** выполняется при оптимизации балансов мощности и энергии на пятилетнюю перспективу при достаточно детальном представлении действующих мощностей. В ИНЭИ РАН для этого используются возможности модельно-информационного комплекса EPOS, включая базу данных по состоянию и характеристикам действующих ТЭС и динамическую производственно-финансовую модель развития электроэнергетики.

Моделирование и оптимизация перспективных балансов выполняется с выделением отдельных действующих электростанций. При необходимости по ряду электростанций дополнительно выделяются группы оборудования с существенно различными технико-экономическими показателями (вид и удельные расходы топлива, постоянные затраты): конденсационные, теплофикационные, газомазутные, угольные и проч. блоки.

По результатам оптимизации на основе анализа прямого и двойственного решения определяется состав ТЭС, полные затраты которых не могут быть покрыты в рамках запускаемых конкурентных рынков из-за высокого уровня их переменных и/или постоянных затрат в течение нескольких лет. Полномасштабная конкуренция приведет либо к резкому ограничению выра-

ботки соответствующих проблемных ТЭС, либо даже к вынужденным мерам по их техническому перевооружению, переводу в режим котельных (для ТЭЦ), консервации или демонтажу оборудования, т.е. выводу действующих мощностей из эксплуатации на временной или постоянной основе.

При разработке прогнозного энергобаланса на 2005-2009 гг. верхний порог «неконкурентоспособности» был принят равным 800-1000 руб./кВт, что соответствует превышению затрат электростанций над отчетной ценой оптового рынка в среднем на 50%. По результатам оптимизации, объем «проблемных» мощностей на действующих ТЭС, рекомендуемых к ускоренному демонтажу, оценивается в 1,9 ГВт. При изменении порога «неконкурентоспособности» по затратам до 20-25% над оптовой ценой величина «проблемных» действующих мощностей увеличивается уже до 8,2 ГВт.

Прогнозируемая динамика снижения действующих мощностей по физическому (достижение ЭПИР) и/или экономическому (убыточность в условиях конкуренции) критерию определяют необходимые масштабы инвестиционной программы по поддержанию существующего производственного потенциала или его компенсации за счет вводов новых энергообъектов. Основными **инвестиционными решениями по реконструкции действующих ТЭС** являются:

1). Модернизация, обеспечивающая продление срока эксплуатации действующих ТЭС путем замены термонапряженных узлов основного оборудования¹. При данном способе реконструкции мощность и технико-экономические характеристики электростанций остаются неизменными (или ухудшаются, например, растут ремонтные затраты). В то же время, стоимость модернизации по разным типам оборудования КЭС и ТЭЦ составляет от 3 до 10% стоимости нового строительства ТЭС аналогичного типа, причем капиталовложения распределены во времени из-за различных сроков достижения сроков ЭПИР для элементов основного оборудования.

2). Замена основного и вспомогательного оборудования ТЭС на конструктивно измененное и технически прогрессивное, обычно с увеличением мощности и производительности, а также улучшением технико-экономических показателей (прежде всего – снижением удельного расхода топлива). В настоящее время «Концепцией технической политики РАО «ЕЭС России» в качестве типовых вариантов замены на угольных ТЭС предусматривается установка энергоблоков повышенной экономичности (КПД 42-46%) с параметрами 565-600°С и 24-30 МПа и котлоагрегатами с ЦКС, а на газомазутных ТЭС – использование парогазовой и газотурбинной технологии разной единичной мощности (до 750-800 МВт). Затраты на новое оборудование и необходимость реконструкции действующих и строительства новых вспомогательных сооружений и корпусов определяют гораздо более высокую стоимость замены, которая оценивается для угольных электростанций в 35-

¹ Корпусов, роторов ЦВД и ЦСД, барабанов котлов, паропроводов высокого давления и пр. перегрева, обмоток генераторов и силовых блочных трансформаторов и пр.

45%, а для газомазутных - в 55-65% от стоимости нового строительства ТЭС аналогичного типа.

Ввиду индивидуальных особенностей (включая технико-экономические показатели) каждой электростанции оценку эффективности альтернативных инвестиционных решений по модернизации и замене существующего оборудования требуется выполнять по каждому энергоблоку (энергоагрегату). Это требование особенно важно для ближайшей пятилетней перспективы, когда формируются реальные инвестиционные программы компаний с конкретным набором инвестиционных предложений. Для более отдаленной перспективы определение прогнозной динамики действующих мощностей допустимо гораздо более агрегированное исследование на уровне **типовых технологий генерации**. Для этого выполняется классификация и типизация отдельных объектов (электростанций и блоков) с учетом типа генерации, вида используемого топлива и параметров оборудования (см. табл. 2), а для экономической оценки используются усредненные показатели по каждой группе оборудования.

На рис. 3 в качестве примера приведены расчетные оценки эффективности альтернативных способов реконструкции действующих ТЭС для двух энергосистем ЕЭС России – ОЭС Центра и Урала. Представительность данных оценок связана с тем, именно в этих крупнейших энергообъединениях сосредоточено более 60% оборудования ТЭС, достигающего ЭПИР к 2030 г., а также с существенными региональными различиями в ценах газа и угля.

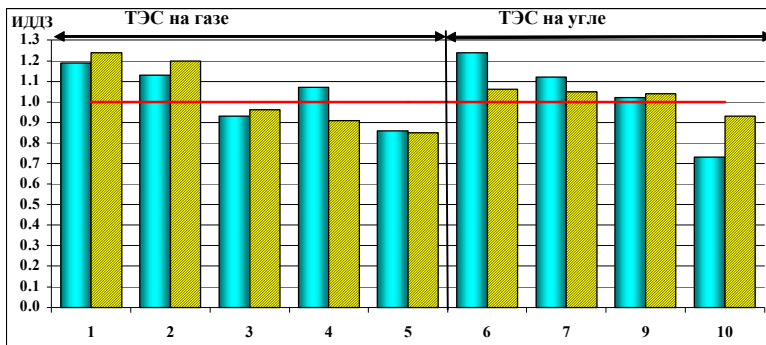
Полученные результаты позволяют выделить ряд общих закономерностей, учитываемых при определении прогнозной динамики действующей мощности тепловых электростанций на перспективу до 2030 года:

- эффективность замены существующего паротурбинного оборудования на газомазутных ТЭС существенно выше в районах с более дорогим топливом; в динамике рост объемов экономически эффективной замены на высокоэкономичные ПГУ и ГТУ будет также увеличиваться по мере роста цен газа;
- в отличие от газомазутных ТЭС, для угольных КЭС и ТЭЦ с параметрами 13 и 24 МПа в широком диапазоне цен угля более эффективной является модернизация существующего оборудования;
- для существующего оборудования с параметрами 9 МПа и ниже (кроме газомазутных ТЭЦ) его реконструкция является неэффективной и по данным группам ТЭС необходимо ориентироваться на окончательный вывод из эксплуатации действующих мощностей с последующим замещением новыми энергообъектами.

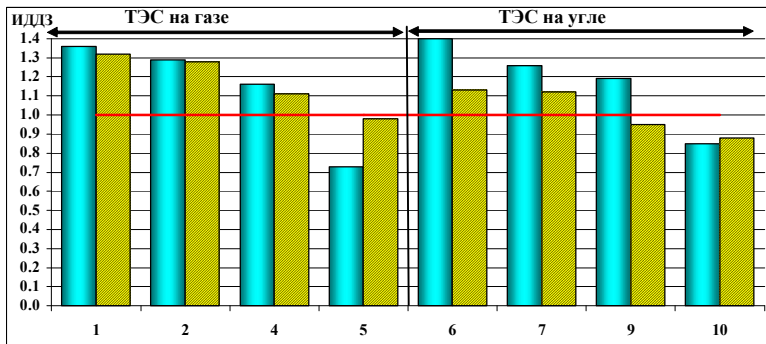
Прогноз динамики действующей мощности ТЭС формируется с учетом рекомендуемых инвестиционных решений по реконструкции по типовым группам оборудования, состав которых приведен в табл. 3. Расчеты показывают, что к 2030 г. из 103 ГВт действующих мощностей, достигающих предельного физического ресурса эксплуатации лишь десятая часть (10 ГВт) подлежит окончательному демонтажу. По остальным мощностям могут быть

реализованы эффективные решения по их реконструкции, причем более половины (55%) – по линии замены существующего оборудования технологически прогрессивным.

ОЭС Центра



ОЭС Урала



- | | |
|----------------------|-----------------------|
| 1 - КЭС 24 МПа | 6 - КЭС 24 МПа |
| 2 - КЭС 13 МПа | 7 - КЭС 13 МПа |
| 3 - КЭС 9 МПа и ниже | 8 - КЭС 9 МПа и ниже |
| 4 - ТЭЦ 13 МПа | 9 - ТЭЦ 13 МПа |
| 5 - ТЭЦ 9 МПа и ниже | 10 - ТЭЦ 9 МПа и ниже |

- продление сроков эксплуатации действующих ТЭС
 - замена оборудования ТЭС технически прогрессивным
 - ИДДЗ = 1

Рисунок 3. - Сравнительная эффективность модернизации и замены существующего оборудования на ТЭС в ОЭС Центра и Урала²

² ИДДЗ – индекс доходности дисконтированных затрат

Таблица 3. Мощность оборудования действующих ТЭС, подлежащая продлению сроков эксплуатации, замене и демонтажу

№	Типовая группа оборудования ТЭС	Мощность, достигающая ЭПИР, ГВт	Состав решений, ГВт		
			Модернизация	Замена	Демонтаж
1	КЭС ГМ 24 МПа	26,3	13,6	12,7	-
2	КЭС ГМ 13 МПа	8,6	3,7	4,9	-
3	КЭС ГМ 9 МПа и ниже	1,6	0,8	-	0,8
4	ТЭЦ ГМ 24 МПа	3,8	3,8	-	-
5	ТЭЦ ГМ 13 МПа	19,9	5,8	14,1	-
6	ТЭЦ ГМ 9 МПа и ниже	4,3	-	4,3	-
7	КЭС уг 24 МПа	12,2	12,2	-	-
8	КЭС уг 13 МПа	5,0	5,0	-	-
9	КЭС уг 9 МПа и ниже	2,7	-	-	2,7
10	ТЭЦ уг 24 МПа	0,7	0,7	-	-
11	ТЭЦ уг 13 МПа	11,6	11,6	-	-
12	ТЭЦ уг 9 МПа и ниже	6,6	-	-	6,6
	ИТОГО	103,4	57,2	36,0	10,2

С учетом того, что значительная часть замен осуществляется с увеличением установленной мощности, итоговая величина действующих мощностей, несмотря на прогнозируемый демонтаж части оборудования, к 2030 г. практически не изменится, и будет варьироваться в диапазоне 129-132 ГВт (табл. 4).

Таблица 4. Прогнозируемая динамика установленной мощности действующих ТЭС России, ГВт

Наименование	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Мощность, не достигающая ЭПИР	117.2	103.0	79.4	55.4	41.7	29.0
Окончательный демонтаж		4.1	6.1	7.3	9.0	10.2
Демонтаж под замену		7.2	15.7	26.0	30.6	36.0
Модернизация		18.1	31.1	43.6	51.0	57.2
Установленная мощность с учетом демонтажа и замены	132.4	129.6	129.0	130.4	131.0	132.3

Сведения об авторах:

ВЕСЕЛОВ Фёдор Вадимович, к.э.н., зав. лабораторией ИНЭИ РАН
 ЕРОХИНА Ирина Владимировна, мл. научный сотрудник ИНЭИ РАН
 НОВИКОВА Татьяна Владимировна, к.э.н., науч. сотрудник ИНЭИ РАН

Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН)

Российская Федерация, 117186, г. Москва, ул. Нагорная, д. 31, корп. 2.

Телефон: +7-495-127-2237, факс: +7-495-123-4485,

Электронная почта: info@eriras.ru