

НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС С ВВЭР

© 2024 г. Ю. Г. Сухоруков^{a, *}, Ю. В. Смолкин^a, Г. И. Казаров^b,
Е. Н. Кулаков^{a, **}, Е. П. Кондуров^a, А. В. Попов^a

^a Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования
им. И.И. Ползунова, Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

^b Концерн «Росэнергоатом», Ферганская ул., д. 25, Москва, 109507 Россия

*e-mail: Teploobmen@ckti.ru

**e-mail: KulakovEN@ckti.ru

Поступила в редакцию 29.11.2023 г.

После доработки 10.01.2024 г.

Принята к публикации 25.01.2024 г.

Строительство и эксплуатация атомных электростанций характеризуются значительными капитальными затратами, связанными с обеспечением выполнения жестких требований по ядерной безопасности. Для обеспечения низкой расчетной стоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, особенно важно увеличить их КПД, который зависит от тепловой эффективности турбоустановки. На основе критерия экономической эффективности изучены направления повышения тепловой экономичности АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР): увеличение давления свежего пара, снижение давления пара в конденсаторе, оптимизация структуры и параметров схемы II контура, совершенствование КПД проточных частей турбины. Значительные экономические потери обусловлены применением оборотной системы технического водоснабжения, предусмотренной на всех проектируемых АЭС (согласно статье 60 Водного кодекса РФ). Отмечено, что запрет на применение прямоточных систем водоснабжения противоречит мировому опыту создания АЭС. Различия в эффективности систем охлаждения двух типов наглядно продемонстрировано на примере проектных показателей Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2) и Тяньваньской АЭС (энергоблоки № 7, 8), на которых применяются идентичные реакторные установки (РУ), но разные турбоустановки и системы технического водоснабжения, что обуславливает разницу в электрической мощности (до 66 МВт). С использованием данных информационной системы PRIS (power reactor information system) по энергетическим реакторам мира и результатов расчетов турбостроительных фирм оценен уровень тепловой экономичности тихоходных турбин за рубежом, достигнутый путем комплексной оптимизации технических решений. Определены резервы увеличения экономической эффективности отечественных АЭС с ВВЭР. Отмечено, что зарубежные фирмы не прекращают работы по улучшению показателей проточной части тихоходных турбоустановок: созданы модели с длиной лопатки последней ступени 1905 мм. Согласно оценкам, суммарный экономический эффект от повышения эффективности АЭС при реализации всех перечисленных мероприятий, выраженный через допустимые дополнительные вложения, составляет 14 млрд руб., что сопоставимо со стоимостью поставки всего ключевого оборудования машинного зала энергоблока.

Ключевые слова: турбоустановка АЭС, парогенератор, температура теплоносителя, параметры пара, техническое водоснабжение, электрическая мощность, тепловая экономичность, экономическая эффективность, капитальные затраты

DOI: 10.56304/S0040363624700048

Целесообразность строительства АЭС конкретного типа в конечном итоге определяется их экономической эффективностью при соблюдении мер безопасности и экологических требований. При рассмотрении АЭС в качестве объекта генерации электроэнергии ее экономическая эффективность может быть оценена по разным критериям, таким как LCOE (levelized cost of electricity), чистый дисконтированный доход и др. [1–8].

Все эти критерии математически взаимосвязаны [5, 6] и при некоторых условиях могут быть тождественны один другому.

Вне зависимости от вида критерии объединены экономическим смыслом, заключающимся в условии возврата всех затрат на создание и эксплуатацию АЭС через продажу произведенного продукта (электроэнергии) потребителю.

Количество электрической энергии, произведенной на АЭС с реактором конкретного типа, зависит от тепловой эффективности турбоустановки (ее КПД). Критерием, наглядно демонстрирующим связь КПД турбоустановки с экономической эффективностью АЭС при сопоставлении вариантов исполнения турбоустановки, является максимизация экономического эффекта (минимизация стоимости электроэнергии). Данный критерий может быть выражен следующим образом [6, 8]:

$$\Delta \mathcal{E} = P \Delta N_{\text{эл}} - \Delta K, \quad (1)$$

где P — экономический эквивалент капитальных затрат при изменении электрической мощности (паритет мощности), зависящий от условий создания и эксплуатации АЭС, руб/кВт; $\Delta N_{\text{эл}}$ — изменение электрической мощности, кВт; ΔK — изменение капитальных затрат, руб.

Значение $\Delta N_{\text{эл}}$ рассчитывается по формуле

$$\Delta N_{\text{эл}} = Q_p - \Delta \eta_{\text{эл}}, \quad (2)$$

где Q_p — тепловая мощность реактора, кВт; $\Delta \eta_{\text{эл}}$ — изменение КПД АЭС.

При существующих тенденциях ужесточения требований к безопасности АЭС и росте удельных капитальных затрат на ее строительство [9], а также с учетом современной экономической ситуации в стране увеличение электрической мощности проектируемой АЭС с ВВЭР на 1 МВт эквивалентно уменьшению капитальных затрат не менее чем на 200 млн руб. [P в формуле (1)].

Тепловая экономичность АЭС, определяемая тепловой экономичностью турбоустановки, зависит от следующих характеристик:

давления свежего пара, генерируемого в парогенераторах (ПГ);

давления пара в конденсаторе турбины;

структуры и параметров элементов тепловой схемы турбоустановки;

КПД проточных частей турбины и КПД генератора.

Давление свежего пара зависит от температуры теплоносителя I контура и конструктивных решений парогенератора. На АЭС с ВВЭР-1200 (проект “АЭС-2006”) давление генерируемого пара было увеличено до 7.0 МПа по сравнению с 6.3 МПа на ВВЭР-1000 вследствие повышения температуры теплоносителя реактора до ее уровня на зарубежных АЭС [10, 11]. Это обеспечило рост тепловой экономичности турбоустановки, соответствующий 14 МВт электрической мощности, что эквивалентно предельным дополнительным капитальным затратам 2.8 млрд руб.

Далее приведены значения температуры теплоносителя ВВЭР различных типов и новейших

зарубежных PWR на входе в активную зону/выходе из нее, °C:

ВВЭР-1000	289.0/321.0
ВВЭР-1200	298.1/329.5
ВВЭР-ТОИ	297.6/329.1
AP-1000 (США)	280.7/321.1
APR-1400 (Южная Корея)	290.6/323.9
EPR-1750 (Франция)	296.0/330.0
HPR-1000 (Китай)	291.5/328.5

В настоящее время при использовании отрабатанной конструкции горизонтального ПГ возможности увеличить давление генерируемого пара путем изменения параметров теплоносителя реактора ограничены в связи с выполнением требований по безопасности.

В то же время на АЭС с реакторной установкой EPR, введенных в эксплуатацию в Финляндии, Китае и сооружаемых во Франции и Великобритании, давление свежего пара, вырабатываемого в вертикальных ПГ с выделенным экономайзерным участком, составляет 7.7 МПа.

ДАВЛЕНИЕ ПАРА В КОНДЕНСАТОРЕ

Давление пара в конденсаторе зависит от климатических условий в районе расположения АЭС и вида источника водоснабжения. Прямоточная система технического водоснабжения предусматривает непосредственный забор воды из естественного источника (реки, озера, моря) или искусственного пруда-охладителя. Обратная система технического водоснабжения основана на использовании испарительных и реже сухих градирен.

Согласно Водному кодексу России (статья 60), “проектирование прямоточных систем технического водоснабжения не допускается” [12]. Это положение противоречит мировой практике сооружения ТЭС и АЭС.

Сооружение систем технического водоснабжения для конкретного объекта должно проводиться после технико-экономического сопоставления различных вариантов ее выполнения с учетом экологических требований. Эти требования, касающиеся охраны водных объектов и применения их ресурсов при производстве электроэнергии, изложены в статьях 46 и 62¹ Водного кодекса.

¹ Статья 42: “Использование водных объектов для целей производства электрической энергии осуществляется с учетом интересов других водопользователей и с соблюдением требований рационального использования и охраны водных объектов”; статья 62: “Водопользователи, использующие водные объекты для обеспечения технологических нужд теплоэнергетики и атомной энергетики, обязаны соблюдать температурный режим водных объектов”.

На атомных электростанциях Франции (и уже в прошлом Германии), находящихся вблизи рек, используется комбинированная схема технического водоснабжения, которая по тепловой эффективности соответствует прямоточному водоснабжению. Из реки вода направляется непосредственно в конденсаторы. Качество воды на входе в конденсатор и выходе из него не меняется. Для соблюдения температурного режима в реке охлаждающая вода после конденсатора при необходимости (особенно в жаркие месяцы) охлаждается в градирне с последующим сбросом в реку.

В подавляющем большинстве стран (Франция, Швеция, Финляндия, Китай, США и др.) при размещении АЭС вблизи моря применяется исключительно прямоточное водоснабжение конденсатора.

Запрет Водным кодексом России на прямоточное техническое водоснабжение ничем не обоснован, что подтверждается примером, построенной на берегу Финского залива ЛАЭС-2. На этой АЭС на энергоблоках № 1 и 2 установлены башенные испарительные градирни. Аналогичное решение предусматривается для строящихся энергоблоков № 3, 4. В то же время на АЭС Финляндии (Loviisa, Olkiluoto) и Швеции (Forsmark, Oskarshamn), также расположенных на берегу Балтийского моря, применяется прямоточное техническое водоснабжение.

Если исходить из расчетной температуры охлаждающей воды при использовании испарительной градирни (около 20°C) и среднегодовой температуры в заливе (приблизительно 7°C), то при прямоточном техническом водоснабжении расчетное давление пара в конденсаторе может быть не менее чем на 2 кПа ниже, чем то, что имеется на данный момент. Для турбоустановки К-1200-6.8/50, применяемой на ЛАЭС-2, увеличение электрической мощности составляет около 17 МВт (с учетом того, что в реальных условиях эксплуатации по различным причинам давление в конденсаторе выше расчетного).

Также нужно иметь в виду, что, по данным эксплуатации ЛАЭС-2, недовыработка электрической мощности при оборотной схеме водоснабжения в летние месяцы может достигать до 50 МВт из-за характеристик испарительной градирни. Так, известны режимы работы энергоблока, когда при температуре в заливе не выше 20°C градирни обеспечивали давление в конденсаторе на уровне 8–10 кПа, что может быть связано с образованием карбонатных отложений на элементах оросителей и в трубной системе конденсатора, работающего в условиях замкнутого контура охлаждающей воды.

Учитывая предполагаемые темпы замещения старых мощностей ТЭС и АЭС, на которых частично используется эффективная прямоточная

схема водоснабжения, и ввода новых мощностей, можно оценить влияние на экономику страны необоснованного запрета Водным кодексом применения прямоточного технического водоснабжения.

При существующей законодательной базе, регулирующей принятие решений по техническому водоснабжению, возникает ситуация, когда на площадке Кольской АЭС-2, расположенной за Полярным кругом [13], должна предусматриваться установка испарительных градирен, обеспечивающих расчетное давление в конденсаторе выше, чем на некоторых зарубежных АЭС, работающих на берегу южных морей. Похожая ситуация наблюдается на 80-метровой градирне АЭС БРЕСТ-ОД-300 [14], строящейся вблизи берега реки Томь (среднегодовая температура воды 8.5°C).

Следствием нерационального выбора типа систем водоснабжения является увеличение стоимости генерируемой электроэнергии, которое неизбежно приводит к росту цен на товары и услуги и/или накладывает нагрузку на другие сферы народного хозяйства при перекрестном государственном финансировании [15].

СХЕМА ТУРБОУСТАНОВКИ И КПД ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ

За многие годы развития АЭС с ВВЭР (PWR) сформировалась общая для большинства производителей структура системы регенеративного подогрева питательной воды и промежуточной сепарации и перегрева пара: четыре подогревателя низкого давления, деаэратор, два подогревателя высокого давления, двухступенчатый перегрев пара в сепараторе-пароперегревателе (СПП) после цилиндра высокого давления.

Некоторый положительный экономический эффект можно получить от оптимизации состава, схемы включения и массогабаритных характеристик оборудования II контура [8, 16]. Однако с учетом уже проделанных оптимизационных работ возможность существенно повысить экономическую эффективность АЭС путем улучшения характеристик подогревателей системы регенерации и СПП ограничена и может быть эквивалентна повышению электрической мощности на 2–4 МВт.

При заданных начальных и конечных параметрах пара, структуре и характеристиках тепловой схемы тепловая эффективность турбоустановки определяется прежде всего значениями КПД проточной части турбины. Уровень тепловой экономичности турбоустановки удобнее оценивать по данным конкретной АЭС при одинаковых условиях технического водоснабжения и параметрах рабочего тела в парогенераторе.

Подходящим примером (для сравнения уровня тепловой экономичности разных технологий

Таблица 1. Характеристики энергоблоков с ВВЭР Тяньваньской АЭС и ЛАЭС-2

Характеристика	Тяньваньская АЭС		ЛАЭС-2	
Тип реактора	ВВЭР-1000		ВВЭР-1200	
Номер энергоблока	1, 2	3, 4	7, 8	1, 2
Тепловая мощность реактора, МВт	3000		3200	
Давление свежего пара, МПа	6.3		7.0	
Давление пара за цилиндром высокого давления, МПа	0.54	0.95	1.03	0.58
КПД цилиндра высокого давления*, %	84.7	80.5	85.8	85.6
Давление пара в конденсаторе, кПа	4.6	4.0	3.7	4.8
КПД цилиндров низкого давления (ЦНД)*, %	81.6	87.3	88.9	84.0
Средний КПД цилиндров турбины*, %	82.0	85.5	88.1	84.3
Электрическая мощность брутто, МВт	1060.0	1126.0	1265.0	1188.0 (1198.8**)
Электрический КПД брутто, %	35.3	37.5	39.5	37.1

* Оценка выполнена авторами настоящей статьи с использованием данных по общему уровню тепловой эффективности турбоустановки [17].

** Расчетная мощность турбоустановки ЛАЭС-2 в режиме гарантийных испытаний.

при одинаковых внешних условиях) является Тяньваньская АЭС (Китай), на энергоблоках № 1–4 которой установлены реакторы российского производства с генерацией свежего пара давлением 6.3 МПа, причем на энергоблоках № 1, 2 применяются турбины К-1000-6.0/3000 компании “Силовые машины”, а на энергоблоках № 3, 4 – тихоходные турбины китайского производства. На энергоблоках № 5, 6 установлены китайские реакторы (CNP-1000) и турбины, а на сооружаемых энергоблоках № 7, 8 предусматривается использование отечественного “ядерного острова” ВВЭР-1200 с турбоустановкой местного изготовления, которая будет функционировать на свежем паре давлением 7.0 МПа.

Для сопоставления тепловой эффективности проточных частей турбин может применяться оценка КПД отдельных цилиндров:

$$\eta_{\text{цил}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta h_{\text{исп}i}}{\sum_{i=1}^n \Delta h_{\text{ид}i}}, \tag{3}$$

где n – число отсеков паровой турбины с отбором; $\Delta h_{\text{исп}i}$ – использованный тепловой перепад в i -м отсеке, кДж/кг; $\Delta h_{\text{ид}i}$ – идеальный изоэнтروпийный тепловой перепад в i -м отсеке, кДж/кг.

В табл. 1 приведены некоторые характеристики турбин энергоблоков № 1–4, 7, 8, полученные из информационной системы PRIS [17], разрабо-

танной Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ), на основе данных по энергетическим реакторам мира разных фирм-изготовителей, а также расчетные КПД их проточных частей. Для сравнения с китайской тихоходной турбиной, установленной на энергоблоках № 7, 8, в таблице представлены данные быстроходной турбины К-1200-6.8/50 производства компании “Силовые машины”, размещенной на отечественных энергоблоках с ВВЭР-1200 (АЭС-2006).

Стоит обратить внимание и на то, что расчетная электрическая мощность энергоблоков № 7, 8 Тяньваньской АЭС как минимум на 66 МВт больше расчетной мощности турбоустановки ЛАЭС-2, на которой используется тот же реактор и которая находится в значительно более холодном регионе (на побережье Финского залива Балтийского моря, тогда как Тяньваньская АЭС расположена на берегу теплого Желтого моря), что отчасти соотносится со статьями Водного кодекса РФ.

В целом, данные, представленные в табл. 1, позволяют оценить проделанную работу в области повышения эффективности проточной части турбоустановок разных производителей: быстроходной и тихоходной, в основе которых заложены отличные одна от другой технологии.

Можно констатировать, что тепловая эффективность цилиндров тихоходных и быстроходных турбин АЭС (на примере Тяньваньской АЭС) за период, близкий по времени к переходу от технологии ВВЭР-1000 к ВВЭР-1200, возросла на 2.6 и 2.3% соответственно. При этом разница в КПД

Таблица 2. Относительные потери мощности, связанные с потерями энергии с выходной скоростью, в турбинах различных конструкций при разном давлении пара p в конденсаторе

Количество ЦНД	Частота вращения, мин ⁻¹	Площадь выхлопа ЦНД, м ²	Длина ЛПС, мм	Относительные потери мощности, %		
				$p = 5$ кПа	$p = 3$ кПа	$p = 4$ кПа
4	3000	90.4	1200	2.8	4.3	7.4
2	1500	103.6	1760	2.0	3.1	5.4
3	1500	113.4	1450	1.7	2.6	4.5
3	1500	155.4	1760	0.9	1.4	2.4

Примечание. ЛПС — лопатка последней ступени.

проточной части для данных турбин в настоящий момент составляет 3.8%.

Помимо КПД проточной части турбины, на тепловую экономичность (электрическую мощность при заданной тепловой мощности реактора) оказывают влияние общий изэнтропийный перепад, давление и расход пара, отбираемого на регенеративный подогрев питательной воды и СПП. Эти характеристики для тихоходных и быстроходных турбин различаются. Поэтому приведенная разница КПД цилиндров не отражает на прямую изменение электрической мощности турбоустановки.

Общий изэнтропийный тепловой перепад у быстроходной турбоустановки меньше, чем у тихоходной, на 1.8–2.5%. Эти значения, помимо неодинаковых оптимального расчетного давления в конденсаторе и допустимой влажности в конце процесса расширения, могут быть обусловлены разницей в потерях давления в паропроводах, особенно свежего пара, которые зависят прежде всего от качества проектирования машинного зала.

Также стоит учитывать, что за созданием турбоустановки китайского производства стоит опыт турбостроительных фирм США, Франции и Японии, которые все это время не прекращали работу по повышению эффективности своих тихоходных турбоустановок. Уже заявлено об успешной разработке лопаток последней ступени ЦНД длиной 1905 мм [18].

Результаты сравнения быстроходных и тихоходных турбин по тепловой экономичности зависят от условий сопоставления. Если сравнение выполняется одной фирмой по собственной методике расчета, то обычно отмечается относительно небольшая разность в пользу тихоходной турбины из-за меньших потерь с выходной скоростью в ЦНД вследствие более развитого выхлопа [19]. В частности, оценка конструкций быстроходной и тихоходной турбин для АЭС-2006 по тепловой экономичности, проведенная компанией “Силовые машины”, показала, что тихоходная

турбина превосходит по этому параметру быстроходную на 0.8% фактически вследствие меньших выходных потерь в ЦНД [20]. В табл. 2 представлены данные, полученные в результате оценки потерь мощности с выходной скоростью от электрической мощности турбоустановки (по осевой составляющей).

Имеются резервы повышения тепловой экономичности быстроходной турбины, в том числе благодаря разработке ЦНД с большей площадью выхлопа (достигается при использовании лопаток последней ступени длиной 1.4 м, полуторном выхлопе и т.п. [20, 21]).

Исторически зарубежные фирмы сделали ставку на тихоходные турбины и достигли значительных успехов в повышении их эффективности.

В настоящее время на площадке Курской АЭС-2 сооружается перспективный энергоблок по проекту ВВЭР-ТОИ, на котором будет установлена первая отечественная тихоходная турбина производства компании “Силовые машины”. Если предположить, что современные быстроходная и тихоходная турбоустановки, созданные одним изготовителем, при равном количестве научно-производственных вложений будут иметь схожий уровень экономичности, то, зная разницу в электрической мощности между отечественными и зарубежными вариантами тихоходных турбоустановок, можно выполнить оценку резерва по совершенствованию проточной части.

В табл. 3 приведены расчетные показатели тихоходной турбоустановки компании “Силовые машины” для энергоблока ВВЭР-ТОИ. Для сравнения общего уровня эффективности представлены данные по турбоустановке, предложенной для проекта ВВЭР-ТОИ фирмой Alstom, и параметры турбоустановки Тяньваньской АЭС (энергоблоки № 7, 8). Для корректного сопоставления показатели [тепловая мощность реактора (3300 МВт) и давление в конденсаторе] были

Таблица 3. Характеристики тихоходных турбоустановок реактора тепловой мощностью 3300 МВт при давлении свежего пара 7 МПа и давлении пара в конденсаторе 5 кПа

Характеристика	Турбоустановка		
	К-1255-6.8/25 (компания “Силовые машины”)	Arabelle фирмы Alstom	Тяньваньской АЭС (энергоблоки № 7, 8)
Примерный год начала проектирования	2010	2010	2020
Электрическая мощность, МВт	1255	1265	1287*
Разность в электрической мощности относительно базового варианта К-1255-6.8/25 производства “Силовые машины”, МВт	0	10	32

* Расчетная оценка.

Таблица 4. Направления повышения экономической эффективности АЭС с ВВЭР

Направление повышения эффективности	Необходимое мероприятие	Оценочный прирост электрической мощности энергоблока, МВт	Экономический эквивалент предельных дополнительных капитальных затрат на один энергоблок, млрд руб.
Понижение давления пара в конденсаторе	Пересмотр статьи 60 Водного кодекса России с целью обеспечить возможность создания систем водоснабжения АЭС прямоточного типа с учетом экологических требований по водопользованию в соответствии со статьями 46 и 62 Водного кодекса РФ. Оптимизация низкопотенциальной части энергоблоков под конкретные условия размещения площадки	20	8 (с учетом разницы в стоимости башенной испарительной градирни и прямоточной системы охлаждения)
Увеличение КПД проточной части турбин	Проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по повышению уровня эффективности проточных частей быстроходных и/или тихоходных турбин	30	6
Итого			14

приведены с помощью расчета к одинаковому значению.

Таким образом, резервы по повышению экономичности проточной части отечественных турбоустановок могут достигать 30 МВт.

В табл. 4 указаны направления повышения экономической эффективности отечественных АЭС с ВВЭР.

Оценочная стоимость комплектной поставки основного оборудования машинного зала, а

именно цилиндров турбины, генератора, конденсатора, СПП и системы регенерации, составляет приблизительно 15–20 млрд руб. Это значит, что резервы повышения экономической эффективности одного энергоблока отечественных АЭС сопоставимы со стоимостью его машинного зала.

Действительные стоимость и сроки строительства могут быть в несколько раз выше ожидаемых по проекту [22, 23], особенно в условиях неустойчивой экономической ситуации [8]. Также все ча-

ще поднимается вопрос об участии АЭС в суточном регулировании частоты электрического тока в энергосистеме, что может дополнительно усложнить вопросы их (электростанций) окупаемости. Поэтому учет в выполненных оценках паритета электрической мощности АЭС по нижней границе диапазона его вероятных значений [200 млн руб/МВт (эл.)] дает дополнительный запас по эффективности перечисленных мероприятий (см. табл. 4), и, следовательно, выгода от их реализации может превзойти указанные в табл. 4 значения суммарного экономического эквивалента. Более половины этого запаса может быть получено в результате мероприятия, реализация которого будет возможна при пересмотре статьи 60 Водного кодекса России. По остальным направлениям требуется организация объемных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в проектных и научных институтах отрасли.

Важной задачей является также выбор турбины определенного типа в условиях ограниченных временных и финансовых ресурсов для проведения дальнейших научных исследований. При этом нужно иметь в виду, что на мировом рынке, часть которого по разным причинам в настоящий момент закрыта для отечественного производителя, сформирована своя система предпочтений.

В ближайшее время в России планируется возобновить возведение АЭС с ВВЭР. Утверждена схема строительства 12 энергоблоков до 2035 г. и обсуждается план сооружения еще 17 энергоблоков до 2045 г. [24]. При выборе типа турбины для конкретной АЭС необходимо исходить из вариантов, которые реально смогут обеспечить требуемый уровень эффективности и надежности. Быстроходные турбины поставляются уже более 30 лет и характеризуются надежной работой [20]. Тихоходные турбины в России должны пройти стадию освоения, сроки которой трудно спрогнозировать, особенно с учетом предполагаемого применения новых для отечественной энергетики лопаток последней ступени ЦНД длиной 1760 мм.

Известны примеры, когда без предварительного освоения головного образца в эксплуатации вводилась целая серия энергоблоков. Так, в 60-е годы прошлого века в СССР было построено значительное количество энергоблоков ТЭС на сверхкритические параметры пара электрической мощностью 300 МВт. Это привело к существенным дополнительным затратам и серьезным проблемам с обеспечением надежного электроснабжения населения и промышленных предприятий.

Согласно данным информационной системы PRIS (МАГАТЭ) [17] (для примера была выбрана Тяньваньская АЭС), освоение тихоходных тур-

бин на АЭС Китая в среднем заняло больше времени, чем освоение быстроходных.

ВЫВОДЫ

1. Экономическая эффективность АЭС в значительной степени зависит от тепловой эффективности турбоустановки, т.е. от ее КПД, который в основном определяется начальными и конечными параметрами рабочего тела на границах машинного зала и уровнем технических решений, принятых для проточной части турбины.

2. Увеличение начальных параметров пара со стороны I контура ВВЭР в настоящий момент ограничено выполнением требований безопасности реактора. Основные резервы по повышению давления свежего пара при существующей конструкции парогенератора уже использованы и реализуются в проектах АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ.

3. Снизить параметры пара в системах охлаждения энергоблоков АЭС невозможно из-за отсутствия прямоточных систем технического водоснабжения, запрет на применение которых наложен Водным кодексом РФ. По мнению авторов статьи, этот запрет противоречит мировой практике строительства АЭС и снижает их экономическую эффективность на сумму, эквивалентную предельным дополнительным капитальным затратам в 8 млрд руб. на один энергоблок с учетом недовыработки мощности и высокой стоимости башенных испарительных градирен. Те или иные решения по системе технического водоснабжения АЭС должны приниматься по результатам технико-экономического обоснования, выполненного специалистами в данной области при соблюдении экологических требований, согласно статьям 46 и 62 Водного кодекса России, а не быть продиктованными законодательными актами, содержащими универсальные для всех отраслей промышленности запреты.

4. При сравнении энергоблоков ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 по КПД проточной части быстроходных и тихоходных турбин наблюдается прогресс обеих технологий. Зарубежные фирмы не прекращают работы по совершенствованию показателей проточной части тихоходных турбоустановок. Современные отечественные турбоустановки имеют резервы повышения эффективности, оцениваемые в 30 МВт электрической мощности, что эквивалентно 6 млрд руб. предельных дополнительных капитальных вложений.

5. Суммарный эффект от реализации мероприятий по повышению тепловой экономичности отечественных турбоустановок по указанным в работе направлениям эквивалентен допустимым дополнительным затратам в 14 млрд руб. на один энергоблок большой мощности, что сопоставимо со стоимостью его машинного зала. Для

29 планируемых к строительству энергоблоков общий эффект (дополнительные затраты) весьма существенен, и его необходимо учитывать при стратегическом планировании и принятии решений по облику серийно возводимых АЭС с ВВЭР.

6. Как показывает практика, в конечном итоге предпочтение отдается наиболее выгодному и эффективному решению. Вопрос только в том, сколько будет потрачено времени и ресурсов на менее эффективные мероприятия, прежде чем такое решение будет достигнуто.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Economic** assessment of the long term operation of nuclear power plants: approaches and experience. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2018. Nuclear Energy Ser. No. NP-T-3.25.
2. **Lorenczik S., Keppler J.H.** Projected costs of generating electricity – 2020. OECD Nuclear Energy Agency, 2020.
3. **Cost** estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems / Economic modeling working group: W. Rasin, K. Hirao, E. Bertel, P. Berbey, R. Duffey, H. Khalil, I. Kinoshita, M.K. Lee, F.-L. Linet, K. Miller, E. Onopko, G. Rothwell, J.-L. Rouyer, R. Tarjanne, K. Williams // Generation IV nuclear energy systems, 2005.
4. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: М-во финансов; М-во эконом. развития, 1999.
5. **Харитонов В.В., Костерин Н.Н.** Критерии окупаемости инвестиций в ядерную энергетику // Изв. вузов. Ядерная энергетика. 2017. № 2. С. 157–168. <https://doi.org/10.26583/npe.2017.2.15>
6. **Критерии** оптимизации технических решений АЭС / Ю.Г. Сухоруков, П.А. Кругликов, Ю.В. Смолкин, Е.Н. Кулаков // Атомная энергия. 2021. Т. 131. Вып. 4. С. 223–227.
7. **Кулаков Е.Н., Попов А.В., Кругликов П.А.** Оптимизация параметров системы поддержания температуры воды на входе парогенератора энергоблока с реактором БРЕСТ-ОД-300 // Технологии обеспечения жизненного цикла ядерных энергетических установок. 2021. № 3 (25). С. 23–35. https://doi.org/10.52069/2414-5726_2021_3_25_23
8. **Технико-экономическая** оптимизация параметров системы регенеративного подогрева питательной воды турбоустановок АЭС с ВВЭР / Е.Н. Кулаков, В.А. Дуб, Ю.В. Смолкин, А.Н. Коваленко // Теплоэнергетика. 2022. № 5. С. 40–48. <https://doi.org/10.1134/S0040363622050022>
9. **Черняховская Ю.В.** Методология оценки стоимости электроэнергии от различных генерирующих источников: анализ зарубежного опыта (докл.). Росатом, 2017.
10. **Активные** зоны ВВЭР. Опыт эксплуатации и перспективы развития / И.Н. Васильченко, С.А. Кушманов, В.В. Вьялицын, А.В. Туркин // Сб. трудов 7-й междунар. науч.-техн. конф. “Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР”. Подольск: Гидропресс, 2011.
11. **Kadak A.C.** A comparison of advanced nuclear technologies. N.Y.: Columbia University, 2017.
12. **Водный** кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ (ред. от 01.05.2022).
13. **Кольская АЭС:** начало строительства Кольской АЭС-2 намечено на 2028 год / Росатом, 2021. [Электрон. ресурс.] <https://rosatom-energy.ru/media/rosatom-news/kolskaya-aes-nachalo-stroitelstva-kolskoy-aes-2-namecheno-na-2028-god/>
14. **Градиня** реактора БРЕСТ-ОД-300 подрастает: смонтирован пятый ярус из семи. Атомная энергия, 2022. [Электрон. ресурс.] <https://www.atomic-energy.ru/photo/130151>
15. **Нигматулин Б.И.** Методология сравнения цен товаров и услуг в разных странах, на примере стоимости электроэнергии для конечных потребителей в России и США // Изв. РАН. Энергетика. 2020. № 1. С. 50–71. <https://doi.org/10.31857/S0002331020010082>
16. **Повышение** эффективности использования тепла конденсата пароперегревателей турбоустановок новых и действующих АЭС / Е.Н. Кулаков, В.Д. Гаев, Г.И. Казаров, Ю.Г. Сухоруков, А.В. Повов // Теплоэнергетика. 2023. № 1. С. 30–39. <https://doi.org/10.56304/S0040363623010034>
17. **Operating** history. IAEA. Power reactor information system. [Электрон. ресурс.] <https://pris.iaea.org/PRIS>
18. **Сайт** Shanghai Electric Power Generation Equipment. Industry status. [Электрон. ресурс.] https://www.shanghai-electric.com/group_en/c/2019-10-23/546902.shtml
19. **Roeder A.** Die Endschaufel der grössten volltourigen Norm-Niederdruckturbine // Brown Boveri Mitteilungen. 1976. V. 63. P. 115–122.
20. **Гаев В.Д., Иванов С.А., Тюхтяев А.М.** Современные отечественные паровые турбины мощностью свыше 1200 МВт для АЭС // Электрические станции. 2021. № 7 (1080). С. 2–8.
21. **Филиппов Г.А., Юрчевский Е.Б.** Возможности повышения экономичности и надежности паровых турбин АЭС // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 5–13. <https://doi.org/10.1134/S0040363618090035>
22. **The world** nuclear industry: Status report. Paris; Budapest: A Mycle Schneider Consulting Project, 2019.
23. **Economics** of nuclear power plant investment: Monte Carlo simulations of generation III/III+ investment projects / B. Wealer, S. Bauer, L. Göke, C. von Hirschhausen, C. Kemfert. DIW Berlin Discussion Paper No. 1833, 2019. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3494247>
24. **Бежать** как минимум вдвое быстрее // Страна Росатом. Газета атомной отрасли. 2023. № 6 (566). С. 14–15. [Электрон. ресурс.] https://strana-rosatom.ru/wp-content/uploads/2023/02/rsa_566_final____.pdf

Directions for Increasing Thermal Efficiency of an NPP with PWR

Yu. G. Sukhorukov^{a, *}, Yu. V. Smolkin^a, G. I. Kazarov^b,
E. N. Kulakov^{a, **}, E. P. Kondurov^a, and A. V. Popov^a

^a Polzunov Scientific and Production Association for the Research and Design of Power Equipment, St. Petersburg, 191167 Russia

^b Rosenergoatom Concern, Moscow, 109507 Russia

*e-mail: Teploobmen@ckti.ru

**e-mail: KulakovEN@ckti.ru

Abstract—The construction and operation of nuclear power plants are characterized by significant capital costs associated with ensuring compliance with stringent nuclear safety requirements. To ensure a low estimated cost of electricity generated at nuclear power plants, it is especially important to increase their efficiency, which depends on the thermal efficiency of the turbine unit. Based on the criterion of economic efficiency, directions for increasing the thermal efficiency of nuclear power plants with pressurized water reactors (PWR) have been studied: increasing the fresh steam pressure, reducing the steam pressure in the condenser, optimizing the structure and parameters of the second circuit, and improving the efficiency of the turbine flow parts. Significant economic losses are caused by the use of a circulating technical water-supply system provided for at all designed nuclear power plants (according to Article 60 of the Water Code of the Russian Federation). It is noted that the ban on the use of direct-flow water supply systems contradicts the world experience of creating nuclear power plants. The difference in the efficiency of cooling systems of two types is clearly shown by the example of the design indicators of the Leningrad NPP-2 (LNPP-2) and the Tianwan NPP (power unit nos. 7, 8), which use identical reactor systems (RS) but different turbine units and technical water supply systems, which determines the difference in electrical power (up to 66 MW). Using data from the PRIS (power reactor information system) information system on power reactors around the world and the results of calculations by turbine construction companies, the level of thermal efficiency of low-speed turbines abroad, achieved through comprehensive optimization of technical solutions, was assessed. The reserves for increasing the economic efficiency of domestic nuclear power plants with PWR have been identified. It was noted that foreign companies do not stop working to improve the performance of the flow part of low-speed turbine units: models have been created with a last-stage blade length of 1905 mm. According to estimates, the total economic effect from increasing the efficiency of nuclear power plants when implementing all of the above measures, expressed through allowable additional investments, is 14 billion rubles, which is comparable to the cost of supplying all the key equipment of the power unit's turbine room.

Keywords: nuclear power plant turbine unit, steam generator, coolant temperature, steam parameters, technical water supply, electrical power, thermal efficiency, economic efficiency, capital costs