

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ АЭС С ВВЭР-1200 НА ОСНОВЕ ЭКОНОМАЙЗЕРНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ С УСТАНОВКОЙ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ТУРБИНЫ<sup>1</sup>

© 2025 г. Р. З. Аминов<sup>a, \*</sup>, М. В. Гариевский<sup>a, b</sup>, А. С. Сахаров<sup>a, b</sup>

<sup>a</sup>Федеральный исследовательский центр “Саратовский научный центр Российской академии наук”, Политехническая ул., д. 77, г. Саратов, 410054 Россия

<sup>b</sup>Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина, Политехническая ул., д. 77, г. Саратов, 410054 Россия

\*e-mail: oepnan@inbox.ru

Поступила в редакцию 03.06.2024 г.

После доработки 17.10.2024 г.

Принята к публикации 30.10.2024 г.

Поиск эффективных путей повышения мощности действующих АЭС заслуживает пристального внимания в связи с высокой экономией средств при их реализации по сравнению со строительством новых АЭС. Исходя из этого предложен и рассмотрен новый способ повышения мощности АЭС с водоохлаждаемыми реакторами, базирующийся на экономайзерном подогреве питательной воды перед подачей ее в парогенераторы с использованием теплоносителя I контура на выходе из парогенератора. При этом увеличивается производительность парогенератора по свежему пару без изменения его тепловой мощности, а снижение средней температуры теплоносителя в активной зоне реактора без изменения ее на выходе из него способствует повышению его реактивности. При подаче избыточного пара в дополнительную паротурбинную установку снижаются общие затраты на модернизацию энергоблока и обеспечивается повышение безопасности АЭС благодаря резервированию собственных нужд электростанции в аварийной ситуации при обесточивании. Разработана и обоснована принципиальная схема АЭС с ВВЭР-1200 с подогревом питательной воды в экономайзере перед парогенератором. Определены основные характеристики экономайзера для подогрева питательной воды до 245 и 265°C. Определено влияние установки экономайзера на работу главного циркуляционного насоса и на I контур в целом. Показано, что при подогреве питательной воды до 245°C прирост мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 с дополнительной турбиной составляет 37.17 МВт, при подогреве питательной воды до 265°C такой прирост равен 95.88 МВт.

*Ключевые слова:* атомная электростанция, повышение мощности, водо-водяной энергетический реактор, экономайзер, питательная вода, чистый дисконтированный доход, капиталовложения

DOI: 10.56304/S004036362470070X

Стратегической целью программы модернизации действующих атомных электростанций является увеличение выработки электроэнергии, в том числе за счет повышения мощности сверх номинальной при безусловном приоритете безопасности атомных электростанций, а также их конкурентоспособности на федеральном оптовом рынке электроэнергии. Для повышения мощности энергоблоков АЭС с водо-водяными реакторами и выработки электроэнергии требуются значительно меньшие капиталовложения и затраты по сравнению с новым строительством АЭС. Благодаря повышению эффективности АЭС

станет возможным снизить выработку электроэнергии на дорогостоящем органическом топливе и уменьшить тем самым выбросы парниковых газов в атмосферу.

Процесс повышения мощности сверх номинальной, реализуемый в разных странах, неодинаков вследствие различий в конструкциях реакторов, их типах, нормативных базах данных и программах управления жизненным циклом АЭС [1]. Комиссия по ядерному регулированию (Nuclear Regulatory Commission) США, в ведении которой находится перелицензирование АЭС, различает три типа повышения мощности ядерного энергоблока (power uprates).

Повышение мощности благодаря более совершенному процессу измерения параметров

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 22-79-10211, <https://rscf.ru/project/22-79-10211/>).

(Measurement uncertainty recapture power uprates) достигается путем внедрения усовершенствованных методов расчета мощности реактора и использования современных устройств измерения расхода питательной воды, что уменьшает степень неопределенности в уровне мощности и обеспечивает увеличение производительности энергоустановки, как правило, не более чем на 2%.

Прирост мощности (Stretch power uprates) – повышение мощности, при котором используется ее первоначальный избыточный запас, установленный заводом – изготовителем реактора, для увеличения его тепловой мощности. В США Комиссия по ядерному регулированию определила прирост мощности менее 7% OLTP (originally licensed thermal power – первоначальная лицензированная тепловая мощность) энергоблока.

Расширенные возможности повышения мощности (Extended power uprates) – предполагается модернизация или замена основного оборудования АЭС (части турбины высокого давления, конденсатных насосов, генераторов, трансформаторов) и обеспечивается повышение электрической мощности на 20%.

Первые работы по повышению мощности АЭС сверх номинальной появились в начале 80-х годов XX в. в США и относились к энергоблокам с корпусными реакторами PWR (Pressurized Water Reactor – реактор с водой под давлением) и BWR (Boiling Water Reactor – кипящий водо-водяной реактор). В периодических изданиях США оценивались возможность, экономичность и безопасность эксплуатации некоторых действующих энергоблоков с PWR и BWR при мощности выше проектной (номинальной) [2–7]. С 1977 г. по настоящее время (последняя заявка в 2021 г.) Комиссия по ядерному регулированию США одобрила 172 заявки на повышение мощности сверх номинальной на 101 энергоблоке (67 PWR и 34 BWR) атомных электростанций США – суммарно на 24089 МВт (т.) или 8030 МВт (э.) [8]. Наибольший вклад в суммарное увеличение мощности на атомных электростанциях США внесли энергоблоки с реакторами BWR, их мощность за эти годы была повышена примерно на 4484 МВт (э.) главным образом благодаря приросту мощности типа Extended. На энергоблоках с PWR в США (при том, что их доля мощности составляет 2/3 суммарная мощность была повышена примерно на 3546 МВт (э.) и наибольшую долю внесло увеличение мощности типа Stretch [9].

В реакторах BWR повышение мощности достигается благодаря оптимизации структуры управляющих стержней либо увеличению расхода рециркуляции потока. Степень рециркуляции может быть сохранена при большом паровом пространстве в активной зоне, или объем пара может поддерживаться постоянным за счет увеличе-

ния потоков рециркуляции. Может быть применено также комбинирование этих мер [10–13].

Для повышения мощности PWR требуется увеличение расхода потоков теплоносителя в активной зоне или его средней температуры, либо и то и другое совместно. Во всех случаях увеличиваются паропроизводительность и выработка электроэнергии [1, 14, 15].

Процесс повышения мощности включает в себя несколько этапов: технико-экономическое обоснование, проектные работы, лицензирование, реализация и пусконаладочные испытания. Проведя предварительный экономический анализ (как анализ затрат/выгод, так и анализ технико-экономических рисков), энергетическая компания сможет выбрать наиболее подходящий сценарий проекта повышения мощности с оптимальным соотношением затрат/выгод и приемлемым риском [1].

Хотя опыт реализации проектов по повышению мощности в целом положителен, следует отметить, что в некоторых случаях их осуществление приводило к ускоренной деградации оборудования. Иногда наблюдались скрытые дефекты, которые обнаруживались через несколько недель или даже месяцев после завершения работ по повышению мощности. Эти проблемы возникали, главным образом, вследствие неудовлетворительного анализа и/или неполного понимания всех последствий предлагаемого повышения мощности либо недостаточного внимания к деталям на этапе проектирования и внедрения [1].

Вопросам повышения мощности сверх номинальной на энергоблоках АЭС с ВВЭР посвящен ряд работ, выполненных отечественными исследователями [16–26], в том числе учеными Саратовского научного центра РАН и Саратовского государственного технического университета совместно со специалистами Балаковской АЭС, НИЦ “Курчатовский институт”, ОКБ “Гидропресс”, Атомэнергопроект, ОКБ Ижорского завода и других организаций. В настоящее время все энергоблоки с ВВЭР-1000 номинальной мощностью 1000 МВт после проведенных модернизаций эксплуатируются при мощности 104%. Это оказалось возможным благодаря повышению температуры теплоносителя на выходе из активной зоны реактора.

Вместе с тем, хотя в [27] указывается на принципиальную возможность поэтапного повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 до 107–110% номинальной, дальнейший прирост мощности пока ограничен в связи с возможным достижением области, слишком близкой к кризису теплообмена, недостаточной сепарационной способностью парогенераторов (ПГ), требованием очередного дорогостоящего “переоблачивания” в цилиндре высокого давления (ЦВД) (первые две-три ступени), а также другими проблемами.

Для PWR/ВВЭР главная проблема заключается в недостаточной тепловой мощности прямых вертикальных (США) и горизонтальных парогенераторов с естественной циркуляцией (Россия). Расчетный предел переноса влаги является порогом начала интенсивного эрозионно-коррозионного износа трубопроводов и клапанов за парогенератором, т.е. представляет собой в некоторой мере “размытую” величину.

В конечном счете повышение мощности энергоблоков с ВВЭР достигается увеличением расхода пара в турбину, что можно обеспечить, только “снимая” в парогенераторе большую мощность с теплоносителя, или увеличивая разность температур теплоносителя, или комбинируя эти способы. В активной зоне увеличение мощности выше номинальной достигают, помещая в нее больше топлива по объему (“ужимая”, например, газосборники), увеличивая обогащение, или совмещая оба варианта. Наиболее трудно повысить паропроизводительность парогенератора, не снижая требуемой сухости пара [28]. В частности, расширяют интервал охлаждения теплоносителя в трубных пакетах, повышая температуру на входе в парогенератор (на выходе из активной зоны, если это допустимо по расчетам) и/или снижая ее на выходе из него (на входе в активную зону).

Интенсификация генерации пара в сочетании с улучшением температурного режима, в частности с устранением колебаний температуры нагруженных элементов аппарата (теплообменных трубок, коллекторов греющей среды), приводит к повышению тепловой мощности, паропроизводительности и устранению причин повреждений конструктивных элементов парогенераторов. В статье [29] рассматриваются возможности интенсификации тепломассообменных процессов на основе опыта эксплуатации парогенераторов АЭС с ВВЭР (горизонтальных) и PWR (вертикальных). Исторически сложилось так, что за рубежом применяются парогенераторы вертикального типа, в нашей стране – горизонтального. Парогенераторы обоих типов успешно работают на АЭС и удовлетворительно выполняют свои функции, обеспечивая выработку электроэнергии. Неоднократные попытки пересмотреть существующие концепции в той или другой стране не привели к положительным результатам в связи с отсутствием убедительных аргументов для этого. Тем не менее вопрос о применении иного типа парогенератора периодически поднимается и у нас, и за рубежом [30–32].

В вертикальном парогенераторе можно организовать в его нижней части выделенный экономайзерный участок – теплообменник для подогрева питательной воды до температуры насыщения. Это позволяет повысить средний температурный напор в аппарате и давление

производимого пара на 0.3–0.4 МПа. В горизонтальном парогенераторе создать экономайзерный участок сложнее, так как питательная вода поступает в верхнюю часть аппарата, образуя пароводяную смесь, имеющую температуру насыщения [33].

В парогенераторной установке может быть размещен выделенный водяной экономайзер [34]. При этом минимальный температурный напор несколько смещается, однако возможно повышение давления невелико. При увеличении температурного напора возможно уменьшение потребной площади поверхности нагрева, но в водяном экономайзере коэффициент теплоотдачи всегда меньше, чем для испарительной поверхности нагрева. Поэтому выигрыш в суммарной площади поверхности нагрева парогенераторной установки будет получен только в том случае, если рост температурного напора будет больше уменьшения коэффициента теплоотдачи. Кроме того, выделение самостоятельного водяного экономайзера даже при выигрыше в площади поверхности нагрева обычно удорожает установку. Если водяной экономайзер размещен в отдельном корпусе, то увеличиваются габариты установки (главным образом за счет трубопроводов теплоносителя); если самостоятельная поверхность экономайзера выделена в пределах одного и того же корпуса парогенераторной установки, то компоновка усложняется обычно в ущерб расположению поверхностей нагрева в корпусе. Поэтому в существующих АЭС с ВВЭР поверхность водяного экономайзера не выделяют [35]. Однако этот вопрос недостаточно изучен с позиций достигаемого мощностного эффекта.

#### ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ АЭС НА ОСНОВЕ ЭКОНОМАЙЗЕРНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Новый способ повышения мощности АЭС с водо-водяными реакторами, предложенный авторами, базируется на организации экономайзерного подогрева воды II контура перед подачей ее в ПГ с помощью теплоносителя I контура на выходе из ПГ. При этом средняя температура теплоносителя в активной зоне реактора снижается, что способствует повышению ее мощности без снижения запасов до кризиса теплообмена. При повышении температуры питательной воды на входе в ПГ увеличиваются расход генерируемого пара и электрическая мощность II контура при сохранении постоянной тепловой мощности парогенератора. Избыточный пар можно направить в дополнительную паротурбинную установку с электрогенератором. При этом можно существенно повысить безопасность АЭС путем резервирования ее собственных нужд в состояниях полного обесточивания с помощью еще одного

турбогенератора, в который будет поступать пар, генерируемый за счет остаточного энерговыделения реактора [36, 37]. Способ повышения эффективности аварийного резервирования собственных нужд двухконтурной АЭС, основанный на сочетании дополнительной паровой турбины с экономайзерным подогревателем питательной воды перед подачей ее в ПГ, защищен патентом [38].

Расчеты, проведенные в [36] для дополнительной паровой турбины мощностью 12 МВт, подтвердили возможность отвода остаточного тепловыделения ВВЭР-1000 в течение 72 ч без привлечения внешних источников энергии. При разгерметизации I контура одного реактора при одновременном обесточивании АЭС мощности такой дополнительной турбины достаточно для теплоотвода от двух реакторов в течение 72 ч [36].

В работах [39, 40] показано, что при сочетании дополнительной паровой турбины с трехканальной системой аварийного электроснабжения с дизель-генераторами можно достичь безопасности, которую обеспечивает установка теплообменников систем пассивного отвода тепла. Интенсивность отказа всех систем расхолаживания с последующим повреждением активной зоны для АЭС с ВВЭР-1200 с теплообменниками системы пассивного отвода тепла составляет  $2.0 \times 10^{-7}$  1/реактор-год, а для АЭС с ВВЭР-1200 с теплообменниками системы пассивного отвода тепла и маломощной многофункциональной паровой турбиной –  $1.8 \times 10^{-8}$  1/реактор-год [40].

При участии одного из авторов настоящей статьи (Р.З. Аминова) был разработан и запатентован способ повышения мощности двухконтурного атомного энергоблока благодаря использованию дополнительного теплообменника (экономайзера), размещенного в I контуре после

парогенератора [41, 42]. Принципиальная схема такой установки приведена на рис. 1.

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ АЭС С ВВЭР-1200 ПРИ ПОДОГРЕВЕ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ В ЭКОНОМАЙЗЕРЕ

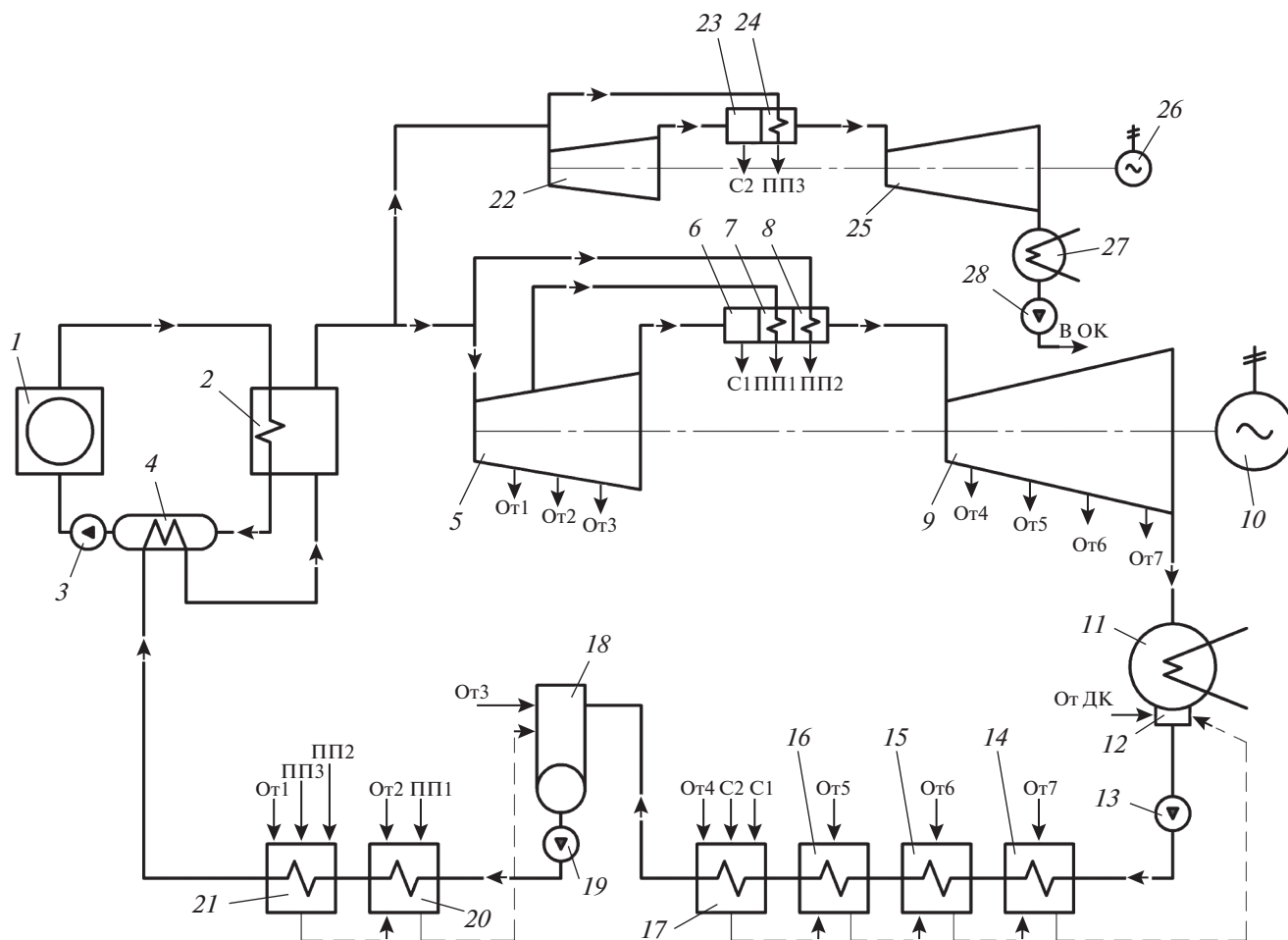
Расчет тепловой схемы строится на определении параметров воды и пара в ее конкретных точках. Потеря давления в сепараторе принята равной 1%, в пароперегревателе – 10%. Исходные данные для расчета существующей тепловой схемы АЭС с ВВЭР-1200 при температуре питательной воды 225°C, а также предлагаемой схемы с подогревом питательной воды в экономайзере до 245 и 265°C представлены в табл. 1 [43].

В результате расчетов тепловых схем были получены зависимости количества вырабатываемого пара и питательной воды, температуры теплоносителя I контура и тепловой мощности реактора от температуры питательной воды на входе в ПГ (табл. 2). Расход теплоносителя в табл. 2 приведен с учетом изменения гидравлического сопротивления I контура после установки экономайзера.

Однако, чтобы повысить температуру питательной воды до нужных значений, только экономайзерного подогрева недостаточно. Необходимо увеличить расход пара в отборах основной турбины, который направляется в регенеративные подогреватели (подогреватели низкого и высокого давления, деаэратор). С использованием формулы теплового баланса были рассчитаны расходы пара в отборах основной турбины и конденсата сепараторов-пароперегревателей основной и дополнительной турбин в зависимости от температуры питательной воды на входе в парогенератор (табл. 3).

**Таблица 1.** Исходные данные для расчета тепловой схемы [43]

Показатель	Температура питательной воды, °С		
	225	245	265
Давление, МПа:			
теплоносителя		16.2	
пара на выходе из ПГ		6.8	
Температура, °С:			
теплоносителя на входе в ПГ		329.7	
то же на выходе из ПГ		298.6	
пара на выходе из ПГ		285.8	
Внутренний относительный КПД, %:			
ЦВД, ЦНД основной турбины		85	
ЦВД дополнительной турбины	–	68	78
ЦНД дополнительной турбины	–	82	82



**Рис. 1.** Принципиальная тепловая схема АЭС с ВВЭР с подогревом питательной воды в экономайзере. 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – главный циркуляционный насос; 4 – экономайзер; 5, 9 – цилиндры высокого и низкого давления основной турбины; 6, 23 – сепараторы; 7, 8, 24 – пароперегреватели; 10 – электрогенератор; 11 – основной конденсатор (ОК); 12 – конденсатосборник; 13 – конденсатный насос; 14–17 – подогреватели низкого давления; 18 – деаэратор; 19 – питательный насос; 20, 21 – подогреватели высокого давления; 22, 25 – цилиндры высокого и низкого давления дополнительной турбины; 26 – дополнительный электрогенератор; 27 – дополнительный конденсатор (ДК); 28 – насос; От1–От7 – пар в отборах основной турбины; ПП1, ПП2 – пар пароперегревателя основной турбины; ПП3 – пар пароперегревателя дополнительной турбины; С1, С2 – конденсат сепаратора основной и дополнительной турбины соответственно

**Таблица 2.** Параметры теплоносителей I и II контуров в зависимости от температуры питательной воды

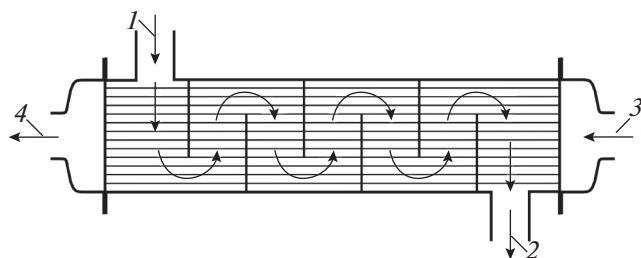
Показатель	Температура питательной воды, °С		
	225	245	265
Расход, кг/с:			
теплоносителя I контура в петле	4355.0	4273.6	4266.4
питательной воды на входе в один ПГ	458.6	475.4	503.9
свежего пара на выходе из одного ПГ	436.8	452.7	479.9
Температура теплоносителя I контура, °С:			
на входе в реактор	298.6	296.6	294.4
на выходе из реактора		329.7	
Тепловая мощность реактора, МВт (т.)	3200	3319	3521

**Таблица 3.** Расходы пара и конденсата, кг/с, направляемых в регенеративные подогреватели

Элемент тепловой схемы (см. рис. 1)	Температура питательной воды, °С		
	225	245	265
От1	117.9	121.3	127.3
От2	108.6	112.3	118.6
От3	57.8	59.9	63.4
От4	63.5	65.8	69.6
От5	54.0	56.0	59.4
От6	51.6	53.6	56.8
От7	49.7	51.6	54.7
ПП1	104.8	104.1	102.9
ПП2	90.0	89.4	88.3
С1	204.3	202.4	199.0
С2	—	5.8	18.1
ПП3	—	7.8	20.4
Всего	902.2	930.0	978.5

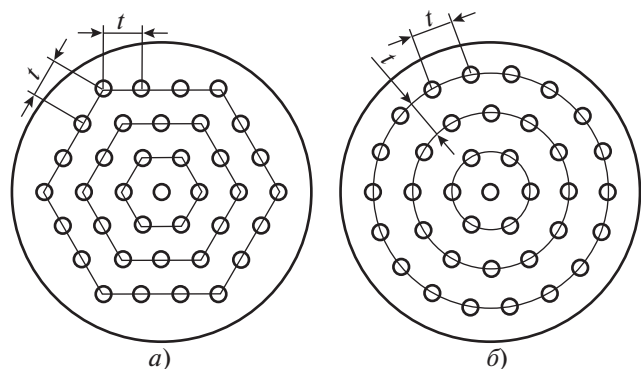
### РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ ЭКОНОМАЙЗЕРА

При расчете конструкции экономайзера был выбран кожухотрубный одноходовой теплообменник (рис. 2) [44]. Рассмотрены варианты с ромби-



**Рис. 2.** Принципиальная схема кожухотрубного теплообменника.

1, 2 – вход и выход питательной воды (II контур);  
3, 4 – вход и выход теплоносителя (I контур)



**Рис. 3.** Трубная доска с ромбическим (а) и радиальным (б) расположением труб.  
 $t$  – шаг между трубами

ческим и радиальным расположением труб в трубной доске (рис. 3). В качестве материала труб была использована коррозионно-стойкая жаропрочная сталь аустенитного класса 08X18H10T [45]. Исходные данные для расчета конструкции экономайзера при подогреве питательной воды до температуры 245 и 265°С приведены в табл. 4.

Гидравлические потери  $\Delta p_{\text{тр}}$ , Па, при трении в каналах при продольном омывании пучка труб теплообменного аппарата вычисляли по формуле

$$\Delta p_{\text{тр}} = \lambda_{\text{тр}} \frac{L}{d_3} \frac{\omega^2 \rho}{2},$$

где  $\lambda_{\text{тр}}$  – коэффициент сопротивления трения (принят равным 0.00238);  $L$  – длина трубок, м;  $d_3$  – эквивалентный диаметр, равный внутреннему диаметру трубок, м;  $\omega$  – средняя скорость воды на данном участке, м/с;  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

Гидравлические потери давления  $\Delta p_{\text{м}}$ , Па, в местных сопротивлениях рассчитывали по формуле

$$\Delta p_{\text{м}} = \xi \frac{\omega^2 \rho}{2},$$

где  $\xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений в экономайзере для входа в камеру через входной патрубок (внезапное расширение и поворот потока) и выхода из камеры (внезапное сужение и поворот), принята равной 1.5.

Основные характеристики экономайзера при подогреве питательной воды до 245 и 265°С представлены в табл. 5.

Необходимо также учитывать, что установка экономайзера приведет к повышению гидравлического сопротивления I контура, что потребует увеличения напора в главном циркуляционном насо-

**Таблица 4.** Исходные данные для расчета экономайзера

Показатель	Поток тепловой схемы	
	теплоноситель I контура	питательная вода
Давление, МПа	16.2	6.785/6.759
Расход в петле, кг/с	4273.6/4266.4	475.4/503.9
Температура, °С:		
на входе в теплообменник	298.6	225.0
на выходе из теплообменника	296.7/294.4	245.0/265.0
Диаметр трубок, мм:		
внутренний		17.0
наружный		20.5

Примечание. В числителе при температуре 245°С, в знаменателе при температуре 265°С.

**Таблица 5.** Основные характеристики экономайзера

Показатель	Температура питательной воды, °С	
	245	265
Расположение трубного пучка	Ромбическое	
Количество трубок в трубной решетке	5167	5167
Длина трубок, м	0.690	0.930
Площадь поверхности теплообмена, м <sup>2</sup>	211.23	281.90
Внешний диаметр экономайзера, м	2.01	2.11
Длина экономайзера, м	2.76	3.09
Гидравлические потери (I контур), Па:		
общие	46243	46554
на трение по длине	454	624
местные	45789	45930

**Таблица 6.** Напор и расход теплоносителя I контура в существующей схеме при установке экономайзера и подогреве питательной воды до 245 и 265°С

Показатель	Температура питательной воды, °С		
	225	245	265
Напор на ГЦН в петле, МПа	0.600	0.646	0.647
Плотность теплоносителя, кг/м <sup>3</sup>	730.7	732.6	734.9
Напор на ГЦН в петле, м	83.7	90.14	90.17
Расход теплоносителя в петле через ГЦН, м <sup>3</sup> /ч	22000	21000	20900

се (ГЦН), и к уменьшению расхода теплоносителя. В то же время с увеличением температуры питательной воды снижается температура теплоносителя (см. табл. 4) и, следовательно, повышается его плотность (табл. 6). С учетом этих факторов в соответствии с напорно-расходными характеристиками ГЦН-1391 определено изменение расхода теплоносителя I контура в одной петле при установке

экономайзера. В результате расчетов установлено, что расход теплоносителя I контура при подогреве питательной воды до 265°С немного ниже по сравнению с вариантом подогрева до 245°С.

По полученным характеристикам пара и питательной воды, а также их расходам определены электрические мощности основной и дополнительной турбин [46] (табл. 7).

**Таблица 7.** Мощность энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 с дополнительной турбиной при разной температуре питательной воды

Показатель	Температура питательной воды, °С		
	225	245	265
Мощность турбины, МВт:			
основной	1196.00	1186.69	1171.56
дополнительной	–	46.48	120.32
Недовыработка основной турбины, МВт	–	9.31	24.44
Суммарная мощность, МВт	1196.00	1233.17	1291.88
Суммарное повышение мощности, МВт	–	37.17	95.88

Анализ данных табл. 7 и сопоставление их с данными табл. 3 показывают, что с повышением температуры питательной воды уменьшается электрическая мощность основной турбины, что связано с увеличением расхода пара в ее отборах. В целом дополнительная мощность существенно возрастает.

#### РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПРОЕКТА

Расчет удельных капиталовложений  $k_{уд}$ , тыс. руб/кВт, в дополнительную паровую турбину различной мощности в ценах 2024 г. выполняли на базе аппроксимации стоимости типового оборудования (с поправкой на инфляцию) по степенной зависимости  $k_{уд} = 66N^{-0.11}$ , где  $N$  – мощность турбины, МВт [47]. Стоимость конденсатора турбины была принята равной 7%

стоимости турбины, расходы на доставку и монтаж – 25%, затраты на модернизацию электротехнического хозяйства и системы автоматического регулирования – 87 дол/кВт (7.830 тыс. руб/кВт) [48].

Согласно данным, приведенным в табл. 8, суммарные капиталовложения в мероприятия по повышению мощности АЭС при экономайзерном подогреве питательной воды до 245 и 265°С составляют соответственно 3.110 и 7.289 млрд руб. При суммарном повышении мощности энергоблока АЭС на 37.17 и 95.88 МВт удельные капиталовложения будут равны соответственно 83.7 и 76.0 тыс. руб/кВт дополнительной мощности (930 и 845 дол/кВт при курсе доллара 90 руб.), что значительно ниже удельных капиталовложений в новое строительство АЭС, которые составляют, как правило, 3500 дол/кВт и более.

**Таблица 8.** Капиталовложения в мероприятия по повышению мощности АЭС при экономайзерном подогреве питательной воды

Показатель	Температура питательной воды, °С	
	245	265
Удельная стоимость экономайзера, руб/м <sup>2</sup>	67000	
Мощность дополнительной турбины, МВт	46.48	120.32
Удельные капиталовложения в дополнительную турбину, тыс. руб/кВт	43.3	39.0
Стоимость, млн руб.:		
экономайзера	56.6	75.6
четырех экономайзеров	226.4	302.2
дополнительной турбины	2011.0	4688.7
конденсатора	140.8	328.2
доставки и монтажа оборудования	537.9	1254.2
Затраты на модернизацию электротехнического хозяйства и системы автоматического регулирования, млн руб.	363.9	942.1
Суммарные капиталовложения, млн руб.	3110.3	7288.9



**Таблица 9.** Ожидаемые технико-экономические показатели выработки электроэнергии на основе экономайзерного комплекса и дополнительной турбины

Показатель	Температура питательной воды, °С	
	245	265
Инвестиции в проект, млн руб.	3110.3	7288.9
Дополнительная электрическая мощность, МВт	37.17	95.88
Число часов использования установленной электрической мощности дополнительной турбины, ч/год	7358	
Дополнительная выработка электроэнергии, ГВт · ч/год	229.8	592.6
Дополнительная выручка от продажи электроэнергии, млн руб/год	332.2	856.8
Дополнительный расход ядерного топлива, кг/год	599.15	1565.15
Затраты на ядерное топливо, млн руб/год	44.9	117.4
Чистый дисконтированный доход за 60 лет, млн руб.	455.1	1895.1
Внутренняя норма доходности, %	11.5	12.6
Индекс доходности, руб/руб.	1.15	1.26
Дисконтированный срок окупаемости, лет	21.4	17.4

Расчет дополнительной выработки электроэнергии был выполнен при следующих исходных данных:

коэффициент использования установленной мощности 0.84 (средний по АЭС России);

цена на электроэнергию для расчета выручки 1445.45 руб/(МВт · ч) (индекс рынка на сутки вперед в первой ценовой зоне ЕЭС в 2022 г.);

цена на генерируемую энергию 350047.50 руб/(МВт · мес) в первом полугодии и 366773.52 руб/(МВт · мес) во втором полугодии (цена на генерируемую энергию Балаковской АЭС в 2022 г.).

Результаты технико-экономического расчета приведены в табл. 9.

Из табл. 9 следует, что при более высоких затратах и повышении температуры питательной воды до 265°C проект начнет окупаться на 4 года раньше, чем при повышении температуры питательной воды до 245°C, и обеспечит более высокий чистый дисконтированный доход (на 1440 млн руб.). Таким образом, экономически выгодно устанавливать экономайзеры для повышения температуры питательной воды до 265°C на входе в парогенератор.

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПРОРАБОТКЕ ПРЕДЛОЖЕННЫХ РЕШЕНИЙ

Для реализации возможности повышения мощности с помощью экономайзерного подогрева питательной воды с установкой дополнительной турбины при внедрении предложенного схемного решения необходимо учитывать следующие факторы.

Увеличение расхода свежего пара в паропроводах приведет к дополнительным потерям давления, а следовательно, к дальнейшему увлажнению пара. Предварительные расчеты, проведенные авторами, показали, что увеличение расхода пара после парогенераторов составляет 3.7 и 9.9% соответственно при повышении температуры питательной воды до 245 и 265°C. При этом потери давления при транспортировке пара от ПГ до турбины в номинальном режиме равняются 0.2 МПа, в рассматриваемых режимах — 0.215 и 0.241 МПа соответственно. Влажность пара перед турбиной в номинальном режиме составляет 0.14%, в рассматриваемых режимах — 0.15 и 0.17% соответственно (расчеты проведены без учета изменения сепарационных характеристик ПГ).

Необходимы дальнейшие исследования сепарационных характеристик ПГ при работе энергоблока на повышенной мощности: они могут быть улучшены благодаря более равномерной загрузке сепарационных устройств при повышении температуры питательной воды, подаваемой в ПГ.

При увеличении мощности реактора и неизменной температуре теплоносителя на выходе из него снижается температура на входе в реактор и, соответственно, средняя температура теплоносителя в активной зоне. При этом запас до кризиса теплообмена может не изменяться. Этот вопрос требует специальных проработок и в данной статье не рассматривается.

Кроме того, увеличение площади поверхности теплообмена между теплоносителем и рабочим телом при установке экономайзера потребует проведения дополнительного анализа безопасно-

сти при течах I контура и течах из него во II контур.

## ВЫВОДЫ

1. При повышении температуры питательной воды до 245 и 265°C вследствие экономайзерного подогрева и направлении полученного при этом пара в дополнительную турбину увеличение электрической мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 составляет 3.1 и 8.0% соответственно. Таким образом, при подогреве питательной воды до 245°C прирост мощности равняется 37.17 МВт, при подогреве до 265°C – 95.88 МВт.

2. Суммарные капиталовложения в мероприятия по повышению мощности АЭС на базе экономайзерного подогрева питательной воды до 245 и 265°C составляют 3.110 и 7.289 млрд руб. соответственно. С учетом суммарного повышения мощности энергоблока АЭС на 37.17 и 95.88 МВт потребуются удельные капиталовложения соответственно 83.7 и 76.0 тыс. руб/кВт дополнительной мощности (930 и 845 дол/кВт при курсе доллара 90 руб.), что значительно ниже удельных капиталовложений в новое строительство АЭС, которые составляют, как правило, 3500 дол/кВт и более. При больших затратах на проект при повышении температуры питательной воды до 265°C он начнет окупаться на 4 года раньше, чем при повышении температуры питательной воды до 245°C, и обеспечит более высокий чистый дисконтированный доход – на 1440 млн руб. Таким образом, экономически выгоднее устанавливать экономайзеры для повышения температуры питательной воды до 265°C на входе в парогенератор.

3. При реализации схемы АЭС с ВВЭР с подогревом воды II контура в экономайзере перед подачей ее в парогенератор возникают следующие проблемы: увеличение тепловой мощности реактора, необходимость строительства дополнительного турбинного контура, размещение экономайзера в довольно стесненном реакторном отделении, увеличение сепарационной способности парогенераторов на повышенной мощности, обеспечение безопасности для нового аппарата. Эти вопросы требуют решения при разработке новых проектов ВВЭР.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **International Atomic Energy Agency.** Power Uprate in Nuclear Power Plants: Guidelines and Experience // IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.9. Vienna: IAEA, 2011.
2. **Banerjee A.K., Hanley N.E., McLellan D.E.** The impact of plant uprate on the balance-of-plant design of a PWR // *Trans. Am. Nucl. Soc.* 1985. V. 50. P. 389–391.
3. **Bernero R., Sheron B., Jones R.** A regulatory approach for nuclear plant power uprating // *Trans. Am. Nucl. Soc.* 1985. V. 50. P. 385–386.
4. **McFetridge R., Marchese R.** Power uprating for nuclear generating stations // *Trans. Am. Nucl. Soc.* 1985. V. 50. P. 391–392.
5. **Berryman R., Darden G.** Plant uprate: an economic evaluation and implementation approach // *Trans. Am. Nucl. Soc.* 1985. V. 50. P. 388–389.
6. **Strauss S.D.** Uprate nuclear power plants to stretch output capacity // *Power.* 1986. V. 130. No. 1. P. 33–35.
7. **Хрусталеv В.А.** Повышение мощности энергоблоков АЭС с PWR в США // *Атомная техника за рубежом.* 1988. № 5. С. 10–13.
8. **Approved applications for power uprates.** The U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/power-uprates/status-power-apps/approved-applications.html>
9. **Гариевский М.В., Лазарев Г.Б., Хрусталеv В.А.** Маневренность энергоблоков АЭС с частотно-регулируемыми электроприводами главных циркуляционных насосов. Проблемы и перспективы. Ч. 1 // *Библиотечка электротехника.* 2023. № 12. С. 1–102. <https://doi.org/10.34831/EP.2023.300.12.001>
10. **Chan Y.-K., Tsai Y.-C.** Power uprate operation at Chinshan Nuclear Power Station // *Nucl. Eng. Des.* 2019. V. 343. P. 96–102. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2019.01.001>
11. **Tippling P.** Some power uprate issues in nuclear power plants // *Nucl. Eng. Technol.* 2008. V. 40. Is. 4. P. 251–254. <https://doi.org/10.5516/NET.2008.40.4.251>
12. **Analysis of power uprate in nuclear power plants /** A. Nuñez-Carrera, A.L. Carreño-Padilla, E.G. Espinosa-Martínez, R. Camargo-Camargo // *Energy Res. J.* 2017. V. 8. No. 1. P. 1–10. <https://doi.org/10.3844/erjsp.2017.1.10>
13. **Engel R., Zichanowicz K.** Experience with extended power uprate at Leibstadt nuclear power plant // *Operations, Applications, and Components.* Chicago, Illinois, USA: ASMEDC, 2008. V. 7. С. 71–78. <https://doi.org/10.1115/PVP2008-61020>
14. **Kang K.S.** Power uprates in nuclear power plants: International experiences and approaches for implementation // *Nucl. Eng. Technol.* 2008. V. 40. No. 4. P. 255–268.
15. **Lei Z., Tsai C.-H., Kleit A.N.** Deregulation and investment in generation capacity: Evidence from nuclear power uprates in the United States // *Energy J.* 2017. V. 38. No. 3. P. 113–139. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.3.zlei>
16. **АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность /** Р.З. Аминов, В.А. Хрусталеv, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий. М.: Энергоатомиздат, 1990.
17. **Опыт эксплуатации Кольской АЭС на повышенной мощности /** А.П. Волков, Б.А. Трофимов, Ю.И. Савчук, В.В. Зверков, Е.И. Игнатенко, А.Н. Литвинов // *Атомная энергия.* 1980. Т. 49. Вып. 2. С. 134–135.
18. **Аминов Р.З., Хрусталеv В.А., Калугин Б.Ф.** Исследование форсировочных режимов работы турбоустановки К-1000-60/1500 // *Изв. вузов. Энергетика.* 1983. № 4. С. 76–79.
19. **Аминов Р.З., Хрусталеv В.А., Сердобинцев А.А.** Об эффективном расчетном подогреве питательной воды в условиях форсировки турбоустановок АЭС с ВВЭР // *Изв. вузов. Энергетика.* 1985. № 12. С. 58–63.
20. **Об эффективности** получения дополнительной мощности на энергоблоках АЭС с ВВЭР /

- Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.Н. Сердобинцев, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий // Атомная энергия. 1986. Т. 61. Вып. 6. С. 397–401.
21. **К организации форсировочных режимов турбин АЭС** / Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.А. Сердобинцев, Б.Ф. Калугин // Изв. вузов. Энергетика. 1990. № 11. С. 102–105.
  22. **ВВЭР: новый проект и ступень мощности или эволюция серийной модели** / Э.Э. Пахк, В.Н. Сафонов, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий, Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, П.Л. Ипатов // Атомная энергия. 1991. Т. 70. Вып. 2. С. 128–130.
  23. **Повышение номинальной мощности энергоблоков российских АЭС с ВВЭР-1000** / В.И. Игнатов, А.В. Шутиков, Ю.А. Рыжков, Ю.В. Копьев, С.Б. Рыжов, В.Я. Беркович, Ю.М. Семченков, Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева // Теплоэнергетика. 2009. № 11. С. 63–66.
  24. **Тепло- и нейтронно-физические характеристики энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 при эксплуатации на мощности выше номинальной (на примере второго блока Балаковской АЭС)** / В.И. Игнатов, А.В. Шутиков, Ю.А. Рыжков, Ю.В. Копьев, С.Б. Рыжов, В.Я. Беркович, Ю.М. Семченков, Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева // Атомная энергия. 2009. Т. 107. Вып. 1. С. 9–14.
  25. **Хрусталева В.А., Гариевский М.В.** Повышение мощности действующих энергоблоков с водо-водяными реакторами: состояние, проблемы и перспективы // Труды Академэнерго. 2017. № 4. С. 77–88.
  26. **Увеличение мощности АЭС с ВВЭР путем повышения качества контроля характеристик тепловой экономичности** / Ю.В. Смолкин, С.А. Канатов, Д.А. Соболев, Д.В. Степанов, Е.Н. Кулаков // Теплоэнергетика. 2024. № 3. С. 32–39. <https://doi.org/10.56304/S0040363624030093>
  27. **Шутиков А.В.** Работа энергоблоков АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 107–110% // Сб. докл. 9-й междунар. науч.-техн. конф. “Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики” МНТК-2014. Москва, 21–23 мая 2014 г. М.: Росэнергоатом, 2014. С. 15–17.
  28. **Трунов Н.Б., Рыжов С.Б., Давиденко С.Е.** Горизонтальные парогенераторы: проблемы и перспективы // Теплоэнергетика. 2011. № 3. С. 2–5.
  29. **Интенсификация теплообменных процессов в парогенераторах насыщенного пара АЭС с ВВЭР как средство повышения эффективности и надежности** / Н.Д. Агафонова, М.Ю. Егоров, В.В. Сергеев, М.А. Готовский, П.А. Кругликов, М.Е. Лебедев, А.В. Судаков, Е.Д. Федорович, Б.С. Фокин // Атомная энергия. 2017. Т. 123. Вып. 3. С. 128–132.
  30. **Парогенераторы – горизонтальные или вертикальные (каким быть парогенератору АЭС с ВВЭР?)** / Н.Б. Трунов, Б.И. Лукасевич, Д.О. Веселов, Ю.Г. Драгунов // Атомная энергия. 2008. Т. 105. Вып. 3. С. 127–135.
  31. **Егоров М.Ю.** Опыт создания и эксплуатации парогенераторов АЭС горизонтального и вертикального типов // Труды Академэнерго. 2018. № 1. С. 81–89.
  32. **El-Sahlamy N.M.** Comparison of thermal hydraulic performance between horizontal and vertical steam generators in nuclear power plants // Kerntechnik. 2024. V. 89. No. 1. P. 48–59. <https://doi.org/10.1515/kern-2023-0100>
  33. **Егоров М.Ю.** Вертикальные парогенераторы для АЭС с ВВЭР // Изв. вузов. Ядерная энергетика. 2018. № 3. С. 88–99. <https://doi.org/10.26583/npe.2018.3.08>
  34. **Рассохин Н.Г.** Парогенераторные установки АЭС. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат., 1987.
  35. **Маргулова Т.Х.** Атомные электрические станции. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1984.
  36. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Кузнецов Д.Ю.** Исследование расхолаживания водо-водяных реакторов на основе использования энергии остаточного тепловыделения для выработки электроэнергии в аварийных ситуациях с обесточиванием // Атомная энергия. 2020. Т. 128. Вып. 4. С. 197–202.
  37. **Юрин В.Е., Байрамов А.Н., Кузнецов Д.Ю.** Система обесточивания многоканального резервирования собственных нужд атомной электростанции // Атомная энергия. 2023. Т. 135. Вып. 5–6. С. 257–260.
  38. **Пат. 2812839 РФ, МПК G21D 5/00.** Способ повышения эффективности аварийного резервирования собственных нужд двухконтурной АЭС / Д.М. Аношин, Р.З. Аминов // Б.И. 2024. № 4.
  39. **Aminov R.Z., Yurin V.E.** Reliability assessment of emergency auxiliaries of an NPP using an additional steam turbine under various modes of its utilization // J. Phys.: Conf. Ser. 2020. V. 1652. P. 012042. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1652/1/012042>
  40. **Yurin V.E., Egorov A.N., Bashlykov D.O.** Cooldown of a water-cooled reactor during the natural circulation mode using decay heat of the core and a low-power steam turbine // Nucl. Eng. Des. 2023. V. 409. P. 112364. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2023.112364>
  41. **Авт. свид. № 917645 А1 СССР, МПК G21D 5/06.** Способ получения дополнительной мощности на атомной паротурбинной установке / Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.А. Лукьянов. Опубл. 07.09.1983.
  42. **Пат. 2449391 РФ, МПК G21D 5/06.** Способ повышения мощности двухконтурного атомного энергоблока / Р.З. Аминов, И.Н. Махотин. Опубл. 27.04.2012.
  43. **Информационные материалы по Белорусской АЭС.** Разд. 2: Основные характеристики АЭС. <https://gosatomnadzor.mchs.gov.by/upload/iblock/e50/razdel-2-osnovnye-kharakteristiki-aes.pdf>
  44. **Карапузова Н.Ю., Фокин В.М.** Расчет теплообменных аппаратов: метод. указания. Волгоград: ВолгГАСУ, 2013.
  45. **Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций** / Б.И. Лукасевич, Н.Б. Трунов, Ю.Г. Драгунов, С.Е. Давиденко. М.: Академкнига, 2004.
  46. **Костюк А.Г., Булкин А.Е., Трухний А.Д.** Паровые турбины и газотурбинные установки для электростанций: учеб. для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2019.
  47. **Аминов Р.З., Гариевский М.В.** Оценка эффективности АЭС при использовании аккумуляторов фазового перехода // Теплоэнергетика. 2023. № 2. С. 78–89. <https://doi.org/10.56304/S0040363623020017>
  48. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Егоров А.Н.** Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками. М.: Наука, 2018.

## A Study of the Possibility to Uprate an NPP with a VVER-1200 Reactor through Feedwater Heating in an Economizer with Installing an Additional Turbine

R. Z. Aminov<sup>a, \*</sup>, M. V. Garievskii<sup>a, b</sup>, and A. S. Sahharov<sup>a, b</sup>

<sup>a</sup> Federal Research Center Saratov Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Saratov, 410054 Russia

<sup>b</sup> Gagarin Saratov State Technical University, Saratov, 410054 Russia

\*e-mail: oepran@inbox.ru

**Abstract**—A search of efficient ways for uprating the existing NPPs deserves close attention owing to significant saving of expenditures for implementing them in comparison with construction of new NPPs. In this connection, a new method for uprating an NPP with water-cooled reactors is proposed and discussed, which involves heating of feedwater in an economizer prior to supplying it to the steam generators by using the reactor coolant from the steam generator's outlet. This results in an increased main steam output from the steam generator without changing its thermal power capacity, and a decrease in the average coolant temperature in the reactor core without changing it at the reactor outlet helps increase the core reactivity. With excess steam supplied to an additional steam turbine unit, it becomes possible to decrease the total costs for a power unit's modernization and enhance the NPP safety through providing backup power supply for power plant auxiliaries in case of an emergency involving station blackout. A process cycle circuit of an NPP with a VVER-1200 reactor involving feedwater heating in an economizer upstream of the steam generator is developed and substantiated. The economizer main characteristics required for feedwater heating to 245 and 265°C are determined. The effect from installing the economizer on the reactor coolant pump operation and on the reactor coolant circuit as a whole is determined. It is shown that the power output of the NPP unit with a VVER-1200 reactor and with an additional turbine increases by 37.17 and 95.88 MW, respectively, with feedwater heated to 245 and 265°C.

**Keywords:** nuclear power plant, power uprating, pressurized water reactor, economizer, feedwater, net present value, capital investments