

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC ENERGY

АТОМНО-ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ATOMIC HYDROGEN ENERGY

Статья поступила в редакцию 05.04.19. Ред. рег. № 1635-3377-1

The article has entered in publishing office 05.04.19. Ed. reg. No. 1635-3377-1

УДК 621.039:62-622

**ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЗАМКНУТОГО ВОДОРОДНОГО ЦИКЛА НА АЭС******Р.З. Аминов, А.Н. Егоров***ФГБУН Саратовский научный центр Российской академии наук
д. 24, ул. Рабочая, Саратов, 410028, Россия
тел.: +7(845-2)27-14-36; факс: (845-2)27-14-36; e-mail: oerpran@inbox.ru

doi: 10.15518/isjaee.2019.10-12.23-35

Заключение совета рецензентов: 10.04.19 Заключение совета экспертов: 15.04.19 Принято к публикации: 19.04.19

Рассматривались вопросы технико-экономической эффективности комбинирования АЭС с водородным энергокомплексом на базе замкнутого водородного цикла. На современном этапе изучения использование электролизного водорода является хорошо известным подходом к обеспечению АЭС базовой нагрузкой в часы минимума электрической нагрузки в энергосистеме. Несмотря на существующие опасения по поводу безопасности использования водородного топлива в циклах теплоэнергетических установок, данный подход может обеспечить повышение эффективности АЭС за счет аккумулирования невостребованной ночной электроэнергии с последующей выработкой дополнительной электроэнергии в часы максимума электрических нагрузок в энергосистеме. При этом обеспечивается дальнейшее развитие экологически чистой энергетики на основе атомно-водородных технологий. Проведено исследование технико-экономической эффективности реализации замкнутого водородного цикла на АЭС в зависимости от стоимости внепиковой электроэнергии для нужд водородного энергокомплекса. Оценка основных показателей технико-экономической эффективности основного оборудования водородного энергокомплекса на базе замкнутого водородного цикла, исключая попадание водорода в рабочее тело парового цикла, позволила проанализировать эффективность комбинирования АЭС с водородным энергокомплексом. С этой целью оценивалось увеличение вырабатываемой мощности на паротурбинной установке за счет повышения расхода пара и КПД проточной части; на основе расчета процессов тепломассообмена определена требуемая площадь поверхностей теплообмена замкнутой системы водородного перегрева пара; рассчитаны основные капитальные и эксплуатационные затраты. В качестве примера проведена сравнительная оценка двух вариантов реализации замкнутого водородного цикла: при повышенном и атмосферном давлении продуктов сгорания.

В результате расчетов получены основные показатели сравнительной технико-экономической эффективности реализации предлагаемых схем комбинирования АЭС с водородным энергокомплексом на базе замкнутого водородного цикла. Определены зоны экономической эффективности в зависимости от стоимости внепиковой электроэнергии на нужды водородного энергокомплекса. Как показали расчеты, снижение давления продуктов сгорания до атмосферного приводит к некоторому снижению эффективности замкнутого водородного цикла. Полученные результаты могут использоваться при разработке и оптимизации систем повышения экономической оправданности маневренности АЭС на основе комбинирования с водородным энергокомплексом.

Ключевые слова: замкнутый водородный цикл; водородный перегрев пара; атомная электростанция; технико-экономический анализ.

* Аминов Р.З., Егоров А.Н. Оценка технико-экономической эффективности замкнутого водородного цикла на АЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2019; 10-12:23-35.



EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THE CLOSED HYDROGEN CYCLE AT THE NUCLEAR POWER PLANT

R.Z. Aminov, A.N. Egorov

Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
24 Rabochaya Str., Saratov, 410028, Russia
tel.: +7(845-2)27-14-36; fax: (845-2)27-14-36; e-mail: oepnan@inbox.ru

doi: 10.15518/isjaee.2019.10-12.23-35

Referred 10 April 2019 Received in revised form 15 April 2019 Accepted 19 April 2019

The article deals with the technical and economic efficiency of combining NPP with a hydrogen energy complex based on a closed hydrogen cycle. At the present stage of the study, the use of electrolysis hydrogen is a well-known approach to providing NPP with a base load during hours of minimum electrical load in the power system. Despite the existing concerns about the safety of using hydrogen fuel in the cycles of thermal power plants, this approach can improve the efficiency of NPP by accumulating unclaimed nighttime electricity and then generating additional electricity during hours of maximum electrical loads in the power system. This provides the further development of clean energy based on atomic-hydrogen technologies. The article conducts a study of the technical and economic efficiency of closed hydrogen cycle implementation at NPP depending on the cost of off-peak electricity for the needs of the hydrogen energy complex.

The assessment of the main indicators of the technical and economic efficiency of hydrogen energy complex main equipment based on a closed hydrogen cycle which prevents hydrogen entering into the main steam cycle allows us to analyze the efficiency of combining NPP with a hydrogen energy complex. For this purpose, an increase in the power generated at a steam turbine installation is estimated due to an increase in steam consumption and efficiency of the flow part; based on the calculation of heat and mass transfer processes, the required area of heat exchange surfaces of a closed system of hydrogen superheating of steam is determined; the main capital and operating costs are calculated. As an example, a comparative assessment of two options for the closed hydrogen cycle implementation is carried out: at elevated and atmospheric pressure of combustion products.

As a result of the calculations, we have obtained the main indicators of comparative technical and economic efficiency of the implementation of the proposed schemes for combining nuclear power plants with a hydrogen energy complex based on a closed hydrogen cycle. The zones of economic efficiency are determined depending on the cost of off-peak electricity for the needs of the hydrogen energy complex. As shown by calculations, reducing the pressure of combustion products to atmospheric leads to a certain decrease in the efficiency of the closed hydrogen cycle. The results obtained can be used in the development and optimization of systems for increasing the economically feasible maneuverability of NPP based on a combination with a hydrogen energy complex.

Keywords: closed hydrogen cycle; hydrogen steam overheating; nuclear power plant; technical and economic analysis.



Рашид Зарифович Аминов
Rashid Aminov

Сведения об авторе: д-р техн. наук, главный научный сотрудник, ФГБУН Саратовский научный центр.

Образование: Саратовский политехнический институт (1961 г.).

Область научных интересов: энергетические системы на органическом топливе; водородная энергетика; ядерная и радиационная безопасность; радиозэкология.

Публикации: 342.

h-index: 8

ORCID: 0000-0003-1549-5133

Scopus Author ID: 7006689108

Research ID: O-3305-2014

Information about the author: D.Sc. in Engineering, Professor, Chief Researcher at Saratov Scientific Center of RAS.

Education: Saratov Polytechnical Institute, 1961.

Research interests: energy systems on organic fuel; hydrogen energy; nuclear and radiation safety; radiation ecology.

Publications: 342.



Александр Николаевич
Егоров
Aleksandr Egorov

Сведения об авторе: канд. техн. наук, старший научный сотрудник Саратовского научного центра Российской академии наук.

Образование: Саратовский государственный технический университет(2010г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; атомная энергетика; энерго- и ресурсосбережение; экологически чистые химико-технологические процессы; моделирование технических систем; термодинамические процессы в технических системах; процессы тепло- и массообмена; возобновляемые источники и системы прямого преобразования энергии.

Публикации: 49.

h-index: 5

ORCID: 0000-0002-0943-859X

Scopus Author ID: 56343107200

Research ID: B-7899-2015

Information about the author: Ph.D. in Engineering, Senior Researcher at Saratov Scientific Center of RAS.

Education: Saratov State Technical University, 2010.

Research interests: hydrogen energy; nuclear energy; energy resources savings; ecological clean and chemical-technological processes; modeling of technical systems; thermodynamics processes in technical systems; processes thermal and mass exchange; renewable and systems of direct transform energy.

Publications: 49.

1. Введение

Возрастающая неравномерность графиков производства и потребления электроэнергии по всему миру является одной из актуальных проблем современной энергетики. В энергосистемах России уже в настоящее время возникает проблема роста дефицита маневренных мощностей и вводятся дополнительные требования к участию АЭС в качестве маневренного энергоисточника [1–3]. Использование традиционных электростанций на природном газе для работы в переменной части графика электрических нагрузок сопряжено с наличием вредных выбросов в окружающую среду, при этом уже на современном этапе стоимость природного газа в 5–6 раз превышает стоимость урановой загрузки на АЭС [4–7]. Учитывая тот факт, что работа традиционных АЭС в качестве маневренного источника электроэнергии сильно ограничена, это приведет к проблеме обеспечения АЭС базовой нагрузкой и вынужденной работе в переменной части графика электрических нагрузок. На современном этапе применение электролизного водорода является хорошо известным подходом к обеспечению АЭС базовой нагрузкой в часы минимума электрической нагрузки в энергосистеме [8–10]. Несмотря на существующие опасения по поводу безопасности использования водородного топлива в циклах теплоэнергетических установок, данный подход может обеспечить повышение эффективности за

счет аккумулирования невостребованной ночной электроэнергии. При этом обеспечивается дальнейшее развитие экологически чистой энергетики на основе атомно-водородных технологий [11–12].

Для решения проблемы эффективного и безопасного сжигания водорода в кислородной среде авторами разработан замкнутый водородный цикл и система водородного перегрева пара на его основе [13–14]. Применение замкнутой системы сжигания водорода позволяет полностью исключить попадание водорода в рабочее тело парового цикла и обеспечить полное его окисление за счет некоторого избытка циркулирующего кислорода. При использовании данного подхода обеспечивается безопасное и эффективное повышение эффективности и мощности АЭС как за счет увеличения расхода пара на выходе из парогенератора, так и посредством повышения температуры пара в основном цикле паротурбинной установки. При этом появляется возможность повышения коэффициента избытка окислителя для снижения температуры продуктов сгорания или использования промежуточных поверхностных охладителей продуктов сгорания, что позволяет минимизировать недожог водородного топлива и повысить эффективность водородного цикла. На данном этапе необходимо провести оценку технико-экономической эффективности разработанных схемных решений на базе замкнутого водородного цикла и выявить условия, при которых их реализация будет экономически оправдана.

Список обозначений

Аббревиатуры

АО	Акционерное общество
АЭС	Атомная электростанция
ВВЭР	Водо-водяной энергетический реактор
ГТУ	Газотурбинная установка
КПД	Коэффициент полезного действия
НЧДД	Накопленный чистый дисконтированный доход
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
ПГ	Парогенератор
ПТУ	Паротурбинная установка



2. Схемы комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом

Принципиальные схемы повышения мощности АЭС на основе замкнутого водородного цикла представлены на рис. 1 [12].

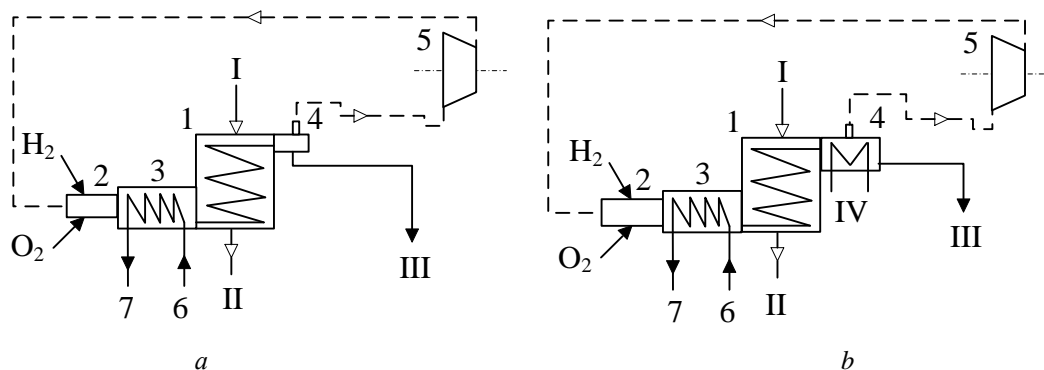


Рис. 1– Принципиальная схема замкнутого водородного цикла на АЭС: *a*– при повышенном (6 МПа) давлении, *b*– при атмосферном давлении: 1 – водородный пароперегреватель; 2 – камера сгорания; 3 – охладитель продуктов сгорания; 4 – конденсатосборник с отводом неконденсирующихся газов из продуктов сгорания; 5 – компрессор; 6 – подача питательной воды (конденсата) из паросилового цикла АЭС; 7 – возврат воды в цикл; I – пар из парогенератора; II – пар в ПТУ; III – в бак-аккумулятор; IV – отвод тепла основному конденсату паросилового цикла АЭС

Fig. 1– Schematic diagram of a closed hydrogen cycle at nuclear power plants: *a* – under elevated (6 MPa) pressure, *b* – under atmospheric pressure: 1 – hydrogen super heater; 2 – combustion chamber; 3 – combustion product cooler; 4 – condensate trap with removal of non-condensable gases from the combustion products; 5 – compressor; 6 – supply of feed water (condensate) from the steam power cycle of nuclear power plants; 7 – water return to the cycle; I – steam from the steam generator; II – steam to STU; III – to the tank-accumulator; IV – heat removal to the main condensate of the steam power cycle of nuclear power plants

Как следует из анализа рис. 1*a*, продукты стехиометрического сжигания водорода в кислородной среде направляются в специальную систему охлаждения продуктов сгорания 3, где за счет движения продуктов сгорания в специальных каналах происходит их охлаждение и рекомбинация продуктов диссоциации. Система охлаждения продуктов сгорания представляет собой трубный пучок, набранный из нескольких труб, вваренных в днище камеры сгорания в шахматном порядке. Отвод тепла от продуктов сгорания на этом этапе осуществляется охлаждающей водой, подаваемой в межтрубное пространство. В качестве охлаждающей среды в данных схемах используется питательная вода из паросилового цикла АЭС после подогревателей высокого давления [14]. Это позволяет полезно использовать тепло от рекомбинации, возникающей при высоких температурах сгорания водородного топлива [15]. При этом за счет повышения температуры питательной воды выше номинальной, но не выше температуры насыщения в парогенераторе, появляется возможность повысить расход острого пара без изменения тепловой мощности реакторной установки. Кроме того, охлажденные до 1 400 К продукты сгорания можно безопасно использовать в паро-паровом перегревателе 1 для повышения температуры острого пара с последующей конденсацией водяного пара из них.

В отличие от первой схемы, как следует из рисунка 1*b*, сжигание водорода может осуществляться при атмосферном давлении. Это позволяет снизить механические напряжения не только в камере сгорания, но

и в системе охлаждения продуктов сгорания и перегрева пара. Кроме того, такой подход позволяет избежать потенциальных проблем, присущих высоконапорным перегревателям-парогенераторам. Стоит отметить, что в данном случае нарушение герметичности теплообменных поверхностей не приведет к каким-либо загрязнениям рабочего тела или окружающей атмосферы, так как при сжигании водородного топлива в чистом кислороде не образуется вредных веществ.

В обеих схемах осуществляется рециркуляция в водород-кислородную камеру сгорания неконденсирующихся газов из продуктов сгорания. Использование тракта охлаждения продуктов 3 сгорания при стехиометрическом сжигании водорода позволяет полностью осуществить рекомбинацию продуктов диссоциации за счет отвода тепла питательной воде, поэтому доля неконденсирующихся газов в продуктах сгорания будет пренебрежимо мала [13]. Это позволяет отказаться от использования компрессора 5 в нормальном режиме работы водород-кислородной камеры сгорания. При этом снижение температуры продуктов сгорания перед подачей их в паро-паровой перегреватель 1 также необходимо для обеспечения приемлемого температурного режима металла камеры сгорания и поверхностей теплообмена и исключения продуктов диссоциации из продуктов сгорания [13].

Как видно на рис. 1, охлажденные продукты сгорания поступают в высокотемпературный паро-паровой перегреватель 1. Конструктивно данный элемент выполняется аналогично пароперегревателю

лям традиционных энергетических паровых котлов, при этом греющий теплоноситель (охлажденные продукты сгорания) проходят внутри трубок теплообменника. Это связано с малым объемным расхо-

дом греющего теплоносителя и необходимостью перегрева большого количества рабочего тела из паросилового цикла АЭС. На рис. 2 представлен общий вид такого пароперегревателя [16].

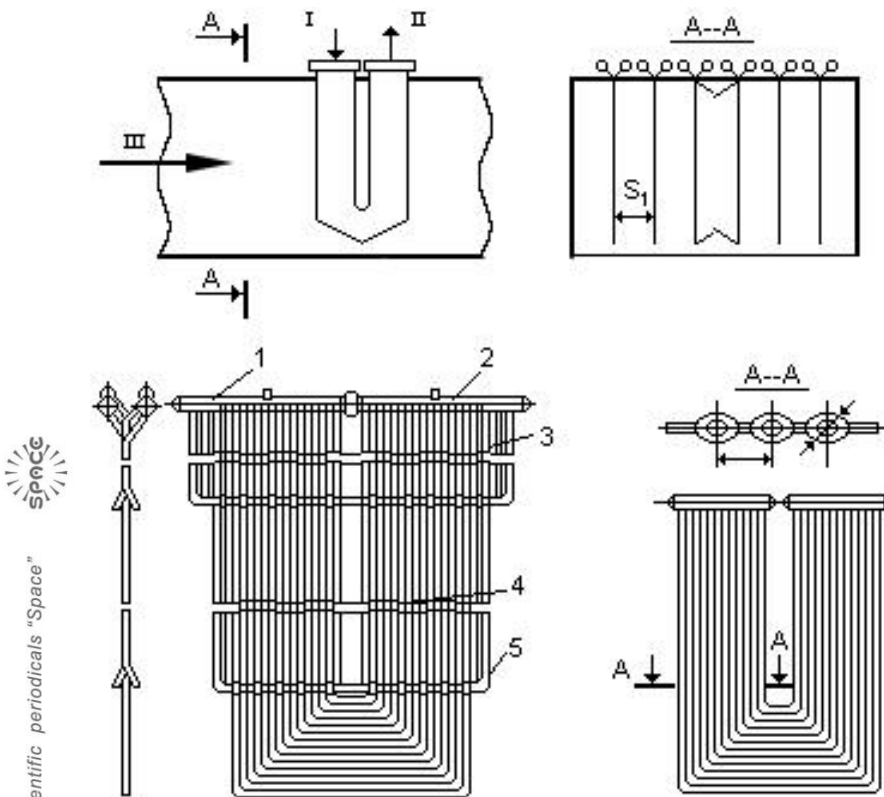


Рис. 2 – Общий вид высокотемпературного паро-парового перегревателя: 1 – входной коллектор; 2 – выходной коллектор; 3, 5 – обвязочные трубы верхнего и нижнего уровней; 4 – трубы перегревателя; I – вход продуктов сгорания; II – выход продуктов сгорания; III – вход нагреваемого пара

Fig. 2 – General view of the high-temperature steam-steam superheater: 1 – inlet manifold; 2 – output collector; 3, 5 – binding pipes of the upper and lower levels; 4 – super heater pipes; I – the input of combustion products; II – the output of combustion products; III – heated steam inlet

В соответствии с рис. 2, водородный пароперегреватель устанавливается в паропровод острого пара. Подача греющего пара (продуктов сгорания) осуществляется в первый по ходу движения перегреваемого пара коллектор для интенсификации процессов теплообмена в этой части пароперегревателя. При этом для снижения гидравлического сопротивления движущемуся потоку перегреваемого пара используется специальная встраиваемая в паропровод секция необходимой геометрии и размеров.

3. Оценка технико-экономической эффективности

Для оценки технико-экономической эффективности предлагаемых схемных решений повышения мощности АЭС необходимо провести анализ капитальных вложений в отдельные элементы замкнутого водородного цикла с последующей оценкой себестоимости производства дополнительной мощности. В данном случае расчеты технико-экономической эффективности приведены для энергоблока АЭС с ВВЭР мощностью 1000 МВт.

Ввиду отсутствия каких-либо точных сведений о рыночной стоимости водород-кислородных камер сгорания, капиталовложения в этот элемент водородного цикла принимались по стоимости камеры

сгорания газотурбинных установок, которые применяются для сжигания высокоэнергетического природного газа и работают в схожих условиях. Значения рыночной стоимости газотурбинных установок различной мощности приведены в [17]. Результирующее значение капиталовложений в камеру сгорания принято с учетом известных капиталовложений в газотурбинную установку в целом по данным [18].

Для оценки требуемой площади теплообменной поверхности системы охлаждения продуктов сгорания и паро-парового пароперегревателя определялся коэффициент теплоотдачи от греющей и нагреваемой среды. Результирующий коэффициент теплопередачи, зависящий в том числе от теплофизических свойств металла, используемого в поверхностях теплообмена, определялся на основании известной методики расчета процессов теплопередачи [19–21]. В табл. 1 и 2 на основании [13] представлены результаты расчета требуемой теплообменной поверхности в систему охлаждения продуктов сгорания и паро-паровой пароперегреватель соответственно в зависимости от расхода водородного топлива. Для системы охлаждения продуктов сгорания принята высокотеплопроводная бронза БрХЦр, для паро-парового пароперегревателя – сталь ХН60ВТ.

Таблица 1

Результаты расчета требуемой теплообменной поверхности системы охлаждения продуктов сгорания

Table 1

The calculation results of the required heat exchange surface of the cooling system of combustion products

Расход водородного топлива, кг/с	Расход продуктов сгорания, кг/с	Площадь охлаждения, м ²	
		6 МПа	0,1 МПа
0,5	4,5	82	456
1	9	164	1012
2	18	330	1840
3	27	495	2220
4	36	660	2890

Таблица 2

Результаты расчета требуемой теплообменной поверхности паро-парового перегревателя

Table 2

The calculation results of the required heat exchange surface of the steam-steam superheater

Расход водородного топлива, кг/с	Расход греющей среды, кг/с	Площадь охлаждения, м ²	
		6 МПа	0,1 МПа
0,5	4,5	18,5	209,3
1	9	37,2	416,8
2	18	74,2	827,7
3	27	111	1245
4	36	146	1657

Как видно из табл. 1 и 2, реализация варианта комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом повышенного давления по рис. 1а потребует использования системы охлаждения продуктов сгорания меньшей площади при том же расходе водородного топлива. Это связано с тем, что снижение давления продуктов сгорания приводит к существенному увеличению требуемой теплообменной поверхности паро-парового перегревателя вследствие значительного снижения коэффициента теплоотдачи от продуктов сгорания.

На основании расчета требуемого расхода водорода и кислорода проведена оценка необходимого количества пиковых компрессорных установок для подачи водородного топлива и кислорода в зависимости от тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания. При этом в качестве водородного компрессора используется компрессор типа 2ГМ16-20/42-60 единичной мощностью 3400 кВт [22], в качестве водородного компрессора – 2М10-11/42-60 единичной мощностью 2 400 кВт [22]. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты расчета требуемого количества пиковых компрессорных установок

Table 3

The calculation results of the required number of peak compressor units

Расход водородного топлива, кг/с	Количество водородных компрессоров, шт.	Количество кислородных компрессоров, шт.
1	1	1
2	2	2
3	3	3
4	4	4

Учитывая, что хранение водорода и кислорода предполагается при избыточном давлении (4,2 МПа), использование предлагаемой схемы водородного перегрева пара при атмосферном давлении продуктов сгорания позволяет отказаться от пиковых компрессоров для подачи водородного топлива и кислорода, в этом

случае подача топлива и окислителя будет осуществляться через дросселирующее устройство. Исходя из условий сравнительной оценки, количество внепиковых компрессорных установок типа 4ГМ10-20/7-42С единичной мощностью 2600 кВт [23], работающих в ночное время, не зависит от тепловой мощности систе-

мы водородного перегрева и составляет 6 шт. для подачи водорода и 3 шт. для подачи кислорода.

При реализации предлагаемых схем повышения мощности АЭС посредством комбинирования с замкнутым водородным циклом выработка дополнительной электроэнергии осуществляется за счет увеличения расхода рабочего тела через парогенератор и паротур-

бинную установку и повышения параметров острого пара. В обоих случаях при определении дополнительной мощности необходимо учитывать изменение КПД отдельных отсеков ПТУ, а также увеличение расхода острого пара. Результаты расчета среднего внутреннего относительного КПД проточной ПТУ по методике General Electric [24–26] представлены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета среднего внутреннего относительного КПД проточной части ПТУ

Table 4

The calculation results of the average internal relative efficiency of the flow part of the STU

Расход водородного топлива, кг/с	КПД проточной части %	Температура острого пара, К		Увеличение расхода острого пара, кг/с
		По рис. 1а	По рис. 1б	
1	84,94	553,7	551,5	29
2	85,16	558,5	554,1	59
3	85,53	563,7	556,7	88
4	85,94	568,9	559,5	118

Как следует из табл. 4, при реализации схемы на рис. 1б температура острого пара меньше повышается вследствие невозможности использовать теплоту конденсации водяного пара из продуктов сгорания для перегрева острого пара. Необходимо отметить, что при

определении итогового прироста мощности ПТУ учтено влияние увеличения расхода острого пара в ПТУ на ухудшение вакуума в конденсаторе. Результаты расчета прироста мощности для обеих схем и увеличения расхода острого пара в ПТУ представлены на рис. 3.

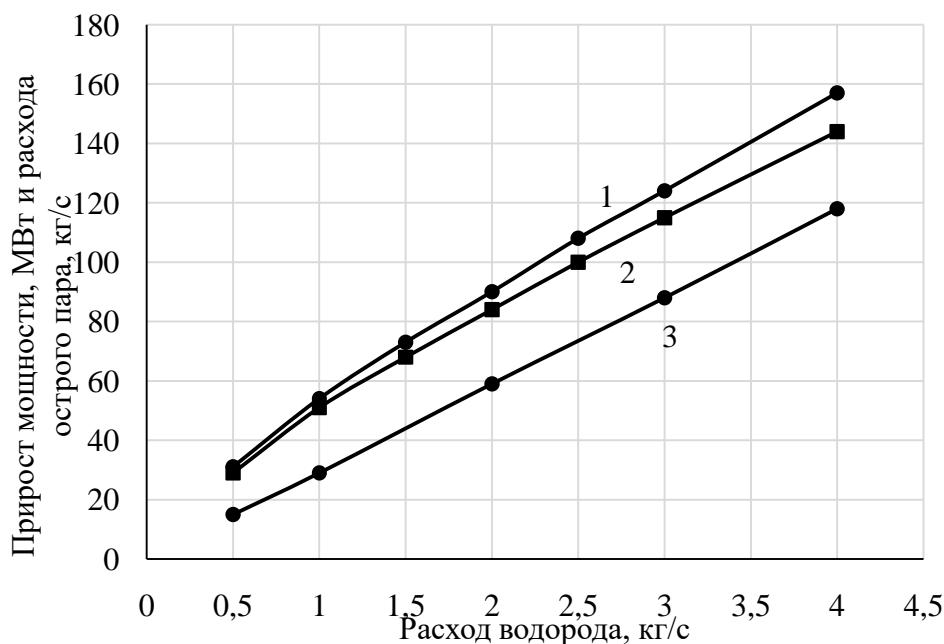


Рис. 3 – Прирост мощности энергоблока АЭС и расхода острого пара: 1 – прирост мощности для схемы на рис. 1а;

2 – прирост мощности для схемы на рисунке 1б; 3 – увеличение расхода острого пара

Fig. 3 – The increase in power of the NPP unit and the consumption of fresh steam: 1 – power increase for the scheme in Fig. 1a;

2 – power increase for the scheme in Fig. 1b; 3 – increase in steam consumption

На рис. 4 показана зависимость температур острого пара для рассматриваемых схем и питательной

воды перед парогенератором от расхода водородного топлива.

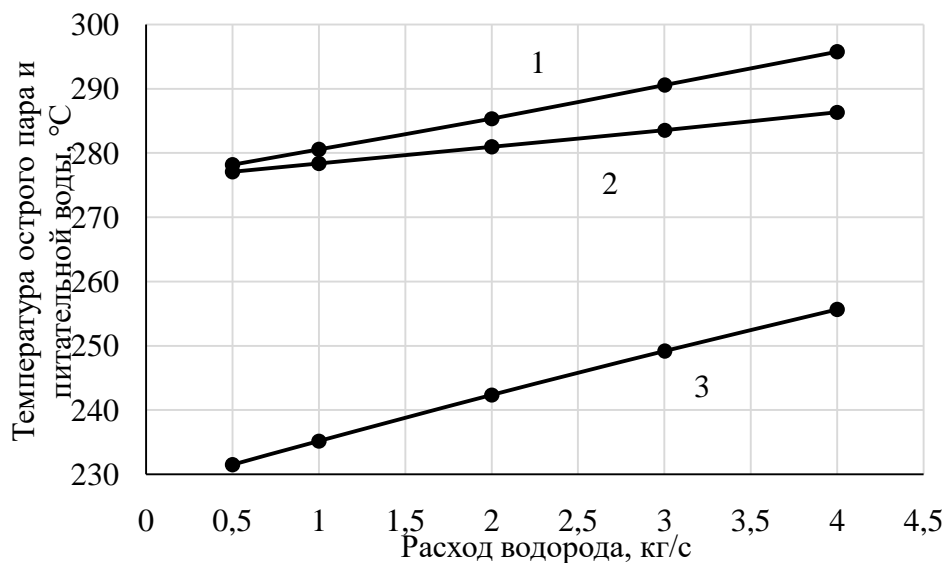


Рис. 4 – Температура острого пара и питательной воды перед парогенератором: 1 – температура острого пара для схемы на рис. 1а; 2 – температура острого пара для схемы на рисунке 1б; 3 – температура питательной воды перед парогенератором
Fig. 4 – The temperature of the steam and feed water before of the steam generator: 1 – the temperature of the fresh steam for the scheme in Fig. 1a; 2 – fresh steam temperature for the scheme in figure 1b; 3 – feed water temperature before the steam generator

Как видно на рис. 4, во всем диапазоне изменения расхода водородного топлива температура питательной воды не достигает температуры насыщения пара при давлении в парогенераторе АЭС. При этом максимальная температура острого пара достигается при реализации схемы на рис. 1а.

4. Результаты и их обсуждение

Для сравнительной оценки эффективности предлагаемых схем повышения мощности АЭС за счет комбинирования с замкнутым водородным циклом был проведен расчет основных технико-экономических показателей для различного расхода водородного топлива на основании методики, описанной в [27–28]. При этом в расчетах принят одинаковый уровень потребляемой внепиковой мощности, а количество вырабатываемого водорода изменяется за счет варьирования количества часов использования этой мощности.

Как было сказано, реализация предлагаемых схем повышения мощности АЭС позволяет использовать

АЭС для выработки дополнительной пиковой мощности, поэтому учтен системный эффект от реализации предлагаемых решений, который складывается из следующих экономических эффектов:

- снижение капитальных вложений в энергосистеме на замещаемых пиковых газотурбинных установках эквивалентной мощности в энергосистеме (удельные капитальные вложения в газотурбинную установку на уровне 400\$/кВт [17]);

- вытеснение природного газа за счет замещения ГТУ в виде дополнительного положительного экономического эффекта от реализации вытесненного природного газа на экспорт (учтен расход природного газа при пусковых режимах работы ГТУ [29–30]; экспортная цена природного газа на уровне 250\$/тыс. куб. м [4]).

Результаты расчета дополнительного экономического эффекта от замещения строительства пиковой электростанции на базе ГТУ представлены в табл. 5.

Таблица 5

Результаты расчета дополнительного экономического эффекта от замещения строительства пиковой электростанции на базе ГТУ

Table 5

The calculation results of the additional economic effect from the replacement of the construction of a peak power plant based on GTU

	Расход водорода, кг/с							
	1		2		3		4	
	Схема 1а	Схема 1б	Схема 1а	Схема 1б	Схема 1а	Схема 1б	Схема 1а	Схема 1б
Капитальные вложения, млн руб.								
Замещение ГТУ	1565	1481	2488	2320	3410	3158	4388	4025
Дополнительный экономический эффект, млн руб./год								
Экономия природного газа при замещении ГТУ	1212	1147	1926	1796	2640	2445	3398	3116
Экономия природного газа при пусках ГТУ	21,6	20,4	34,3	32	47	43,6	60,5	55,5
Всего	1233	1167	1960	1828	2687	2489	3458	3172

В табл. 6 и 7 представлены результаты расчетов технико-экономических показателей предлагаемых схем повышения мощности АЭС при стоимости внепиковой электроэнергии 1 руб./кВт·ч с учетом дополнительного экономического эффекта от замещения строительства пиковой ГТУ.

Таблица 6

Результаты оценки технико-экономической эффективности комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом при 1 руб./кВт·ч внепиковой электроэнергии по рис. 1а

Table 6

The results of the evaluation of the technical and economic efficiency of combining NPPs with a closed hydrogen cycle at 1 rub/kWh of off-peak electricity for scheme in Fig. 1a

	Расход водорода, кг/с			
	1	2	3	4
Капитальные вложения, млн руб.				
Водород-кислородный парогенератор	647	1131	1565	1970
Тракт охлаждения продуктов сгорания	2,56	5,14	7,71	10,27
Паро-паровой перегреватель	12,28	24,49	36,63	48,18
Система компримирования водорода и кислорода	88,01	112	135	159
Паротурбинный цех	1899	2785	3607	4430
Система хранения водорода и кислорода	367	738	1107	1476
Электролизные установки	3322			
Всего	4774	5631	6371	7028
Эксплуатационные издержки, млн руб./год				
Общие материальные издержки	1840	2543	3240	3974
Оплата труда	11,15			
Амортизационные издержки (за первый год)	191	225	255	281
Прочие затраты	513	680	841	1008
Всего	2555	3460	4148	5274

Таблица 7

Результаты оценки технико-экономической эффективности комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом при 1 руб./кВт·ч внепиковой электроэнергии по рис. 1б

Table 7

The results of the evaluation of the technical and economic efficiency of combining NPPs with a closed hydrogen cycle at 1 rub/kWh of off-peak electricity for scheme in Fig. 1b

	Расход водорода, кг/с			
	1	2	3	4
Капитальные вложения, млн руб.				
Водород-кислородный парогенератор	647	1131	1565	1970
Тракт охлаждения продуктов сгорания	15,8	29	35	45
Паро-паровой перегреватель	137	273	411	547
Система компримирования водорода и кислорода	64,5			
Паротурбинный цех	1814	2630	3388	4129
Система хранения водорода и кислорода	367	738	1107	1476
Электролизные установки	3322			
Всего	4888	5868	6733	7529
Эксплуатационные издержки, млн руб./год				
Общие материальные издержки	1844	2554	3255	3954
Оплата труда	11,15			
Амортизационные издержки (за первый год)	196	235	269	301
Прочие затраты	518	689	855	1018
Всего	2569	3488	4391	5285

На основе данных табл. 6 и 7 можно сделать вывод о том, что реализация повышения мощности АЭС за счет комбинирования с замкнутым водородным циклом по схеме на рис. 1*b* потребует существенно больших капитальных вложений в систему паро-парового перегрева за счет низкой эффективности процессов теплоотдачи от продуктов сгорания при атмосферном давлении. При этом отсутствие

затрат электроэнергии на привод пиковых компрессоров снижает эксплуатационные затраты в систему компримирования. Все это приводит к некоторому возрастанию общих эксплуатационных издержек при реализации схемы на рис. 1*b*. Кроме того, невозможность использования тепла от конденсации водяного пара из продуктов сгорания приводит к меньшему приросту мощности на ПТУ.

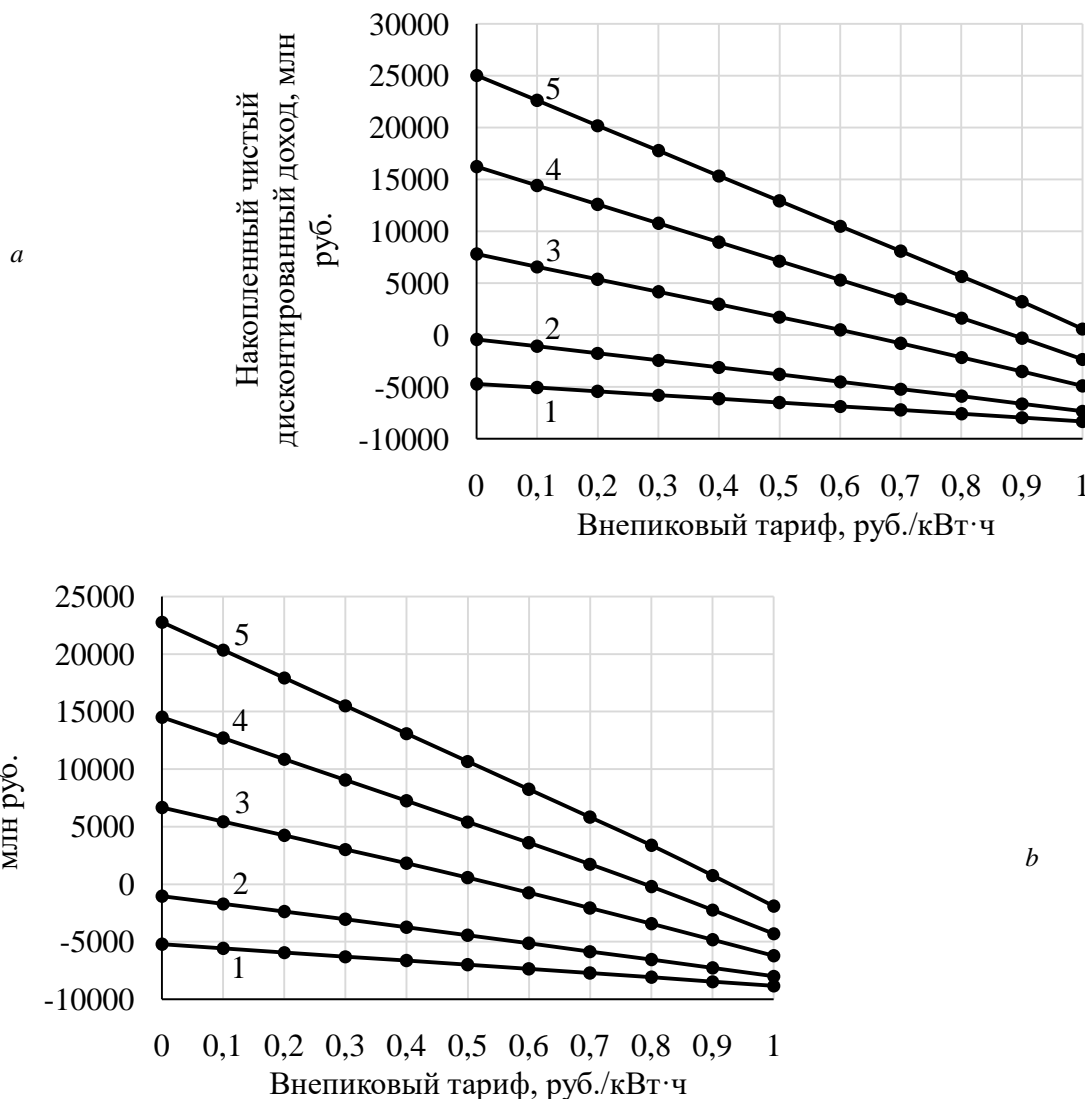


Рис. 5 – Интегральный экономический эффект для рассматриваемых вариантов комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом в зависимости от внепикового тарифа на электроэнергию при различной тепловой мощности водород-кислородного парогенератора (а – для схемы на рис. 1*a*; б – для схемы на рис. 1*b*):

1, 2, 3, 4, 5 – расход водорода 0,5 кг/с, 1 кг/с, 2 кг/с, 3 кг/с и 4 кг/с соответственно

Fig. 5 – Integral economic effect for the considered options for combining NPPs with a closed hydrogen cycle depending on the off-peak electricity tariff at different thermal power of the hydrogen-oxygen steam generator (а – for the scheme in Fig. 1*a*; б – for the scheme in Fig. 1*b*): 1, 2, 3, 4, 5 – consumption of hydrogen 0.5 kg/s, 1 kg/s, 2 kg/s, 3 kg/s and 4 kg/s respectively

На основании результатов оценки технико-экономической эффективности был определен интегральный экономический эффект для рассматриваемых вариантов комбинирования АЭС с замкнутым водородным циклом в зависимости от внепикового тарифа на электроэнергию при различной тепловой

мощности водород-кислородного парогенератора (см. рис. 5). При этом для оценки экономического эффекта от реализации пиковой электроэнергии использовались данные по тарифу и плате за мощность согласно аналитическому отчету по основным итогам работы на ОРЭМ АО «Концерн "Росэнергоатом"». Так,



за 2018 г. отпускной тариф на электроэнергию на станциях концерна составил 1,286 руб./кВт·ч, при этом плата за мощность составила 3 695 тыс. руб./МВт в год.

Как видно на рис. 5, снижение давления в водород-кислородной камере сгорания до атмосферного приводит к росту накопленного чистого дисконтированного эффекта (НЧДД). Как уже было сказано, это обусловлено отсутствием затрат электроэнергии на компрессоры, работающие в пиковые часы, что позволяет компенсировать менее эффективное использование водородного топлива с точки зрения термодинамики и процессов теплообмена. Кроме того, увеличение расхода водородного топлива (тепловой мощности) приводит к росту НЧДД (см. рис. 5). При этом при расходе водородного топлива до 1 кг/с реализация предлагаемых схем экономически не эффективна для рассматриваемого диапазона тарифа на внепиковую электроэнергию. Зона экономической эффективности схемы на рис. 1а находится для тарифов на внепиковую электроэнергию ниже 0,63 руб./кВт·ч и 1 руб./кВт·ч при расходе водорода 2 кг/с и 4 кг/с соответственно. Зона экономической эффективности схемы на рис. 1б находится ниже 0,53 руб./кВт·ч и 0,93 руб./кВт·ч при расходе водорода 2 кг/с и 4 кг/с соответственно.

6. Заключение

Реализация предлагаемых схем безопасного комбинирования АЭС с водородным циклом за счет использования замкнутой системы сжигания водорода в кислородной среде позволяет безопасно вырабатывать дополнительную электроэнергию на АЭС за счет водородного топлива.

Оценка параметров основных элементов замкнутого водородного цикла на АЭС показала, что реализация схемы со сниженным до атмосферного давления в камере сгорания приводит к снижению эффективности теплообменных процессов в системе паро-парового перегрева острого пара. Расчеты продемонстрировали, что снижение давления приводит к увеличению требуемой поверхности теплообмена в тракте охлаждения продуктов сгорания в 5,5 раз, а в поверхности паро-парового перегревателя – в 12 раз. Кроме того, такой подход не позволяет более эффективно использовать тепло конденсации водяного пара из продуктов сгорания водородного топлива для более значительного повышения параметров острого пара и прироста мощности ПТУ. Это приводит к снижению вырабатываемой дополнительной электроэнергии на 2–13 МВт.

В результате проведенной оценки технико-экономических показателей предлагаемых схем водородного перегрева пара на АЭС при различной стоимости внепиковой электроэнергии, определены зоны экономической эффективности. Снижение давления в водород-кислородной камере сгорания до атмосферного приводит к некоторому снижению накопленного чистого дисконтированного эффекта.

Зона экономической эффективности схемы с повышенным давлением продуктов сгорания при тарифах на внепиковую электроэнергию ниже 0,63 руб./кВт·ч и 1 руб./кВт·ч при расходе водорода 2 кг/с и 4 кг/с соответственно. Зона экономической эффективности схемы с атмосферным давлением продуктов сгорания при этих тарифах находится ниже 0,53 руб./кВт·ч и 0,93 руб./кВт·ч при расходе водорода 2 кг/с и 4 кг/с соответственно.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (соглашение № 15-19-10027).

Acknowledgments

The given research was funded by Russian Science Foundation (agreement No. 15-19-10027).

Список литературы

- [1] Фаворский, О.Н. Научно-технические основы высокоэффективного производства электроэнергии с комплексным использованием органического и водородного топлива / О.Н. Фаворский [и др.] // Энергетик. – 2008. – № 1. – С.3–6.
- [2] Тарасов, Б.П. Водород для производства энергии: проблемы и перспективы / Б.П. Тарасов, М.В. Лотоцкий // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE). – 2006. – №8 (40). – С.72–90.
- [3] АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р.З. Аминов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 264с.
- [4] Средняя цена реализации газа в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/europe>. – (Дата обращения: 05.04.2019).
- [5] Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года [Электронный ресурс]. – М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. – 2014. – Режим доступа: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>. – (Дата обращения: 05.04.2019).
- [6] Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России [Электронный ресурс]. / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ, 2015. – Режим доступа: <https://www.eriras.ru/files/evolyutsiya-mirovyh-energeticheskikh-rynkov-i-ee-posledstviya-dlya-rossii.pdf>. – (Дата обращения: 05.04.2019).
- [7] Данилова, Т. Экономика АЭС: фокус на кВт·ч // Атомный эксперт. – 2014. – № 5–6. – С. 10–15.
- [8] Шпильрайн, Э.Э. Применение водорода в энергетике и в энерготехнологических комплексах / Э.Э. Шпильрайн, Ю.А. Сарумов, О.С. Попель // Атомно-водородная энергетика и технология. – 1982. – Вып. 4. – С. 5–22.
- [9] Малышенко, С.П. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в энергетике / С.П. Малышенко, О.В. Назарова, Ю.А. Сарумов // Атомно-



водородная энергетика и технология. – 1986. – Вып. 7. – С. 105–126.

[10] Forsberg, C.W. Nuclear hydrogen using high-temperature electrolysis and light-water reactors for peak electricity production / C.W. Forsberg, M.S. Kazimi // Nuclear Production of Hydrogen. – 2010. – Vol. 41. – Is. 30. – P. 155–164.

[11] Forsberg, C.W. Is hydrogen the future of nuclear energy [Электронный ресурс] / C.W. Forsberg. – International topical meeting on the safety and technology of nuclear hydrogen production, control and management. – Boston. – 2007. – Режим доступа: <http://www.350.me.uk/TR/Hansen/Forsberg01.pdf>. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[12] Rahil, A. Hydrogen Production at the Forecourt from Off-Peak Electricity and Its Role in Balancing the Grid / A. Rahil // International Journal of Energy and Power Engineering. – 2016. – Vol. 10. – I. 10. – P. 1342–1347.

[13] Aminov, R.Z. Hydrogen-Oxygen Steam Generator for a Closed Hydrogen Combustion Cycle/ R.Z. Aminov, A.N. Egorov // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Vol. 44. – I. 21. – P. 11161–11167.

[14] Пат. 2661231 Российская Федерация, МПК F01K 3/18 (2006.01). Способ водородного перегрева пара на АЭС / Аминов Р.З., Егоров А.Н.; заявители и патентообладатели Аминов Р.З., Егоров А.Н. – № 2017133941; заявл. 28.09.2017; опубл. 13.07.2018, Бюл. № 20.

[15] Варгафтик, Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М., 1972. – 720 с.

[16] Волошенко, А.В. Принципиальные схемы паровых котлов и топливоподач: учебно пособиевы / А.В. Волошенко, В.В. Медведев, И.П. Озерова. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2011. – 100 с.

[17] Gas Turbine World Handbook. – Requet Publishing Inc, 2018. – Vol. 33. – 148 p.

[18] Текущий ремонт газотурбинных установок ГТУ ст. № 6-9 СП «Майская ГРЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Центр электронных торгов.

[19] Юренев, В.Н. Теплотехнический справочник. Том 2. Изд. 2-е, перераб. / В.Н. Юренев, П.Д. Лебедев. – М.: Энергия, 1976. – 896с.

[20] Мухачев, Г.А. Термодинамика и теплопередача / Г.А. Мухачев, В.К. Шукин. – М.: Высшая школа, 1991. – 480 с.

[21] Себиси, Т. Конвективный теплообмен / Т. Себиси, П. Брэдшоу. – М.: Мир, 1987. – 592 с.

[22] ООО «Краснодарский машиностроительный завод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kmzv.ru>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[23] ЗАО ГМП «Спутник» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gmp-sputnik.ru>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 05.04.2019).

[24] Трояновский, Б.М. Турбины для атомных электростанций / Б.М. Трояновский. – М.: Энергия, 1978. – 232с.

[25] Baily, F. Predicting the performance of large steam turbine-generators / F. Baily, K. Cotton, R.C. Spenser // Proc. 29. Amer. Power. Conf. – 1967. – P. 3–16.

[26] Spenser, R.C. Performance of Large Nuclear Turbines / R.C. Spenser, E.H. Miller // Combustion. – 1973. – Vol. 45. – Is. 2. – 29 p.

[27] Aminov R.Z. Evaluating the thermodynamic efficiency of hydrogen cycles at wet-steam nuclear power stations / R.Z. Aminov, A.N. Egorov // Thermal Engineering. – 2013. – Vol. 60. – Is. 4. – P. 255–261.

[28] Аминов, Р.З. Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, М.В. Гариевский // Теплоэнергетика. – 2019. – №3. – С.57–71.

[29] Moran, M.J. Fundamentals of engineering thermodynamics. 7th edition / M.J. Moran [et al.]. – USA: John Wiley & Sons Inc, 2011. – 1024 p.

[30] Aminov, R.Z. Optimization of the operating conditions of gas-turbine power stations considering the effect of equipment deterioration / R.Z. Aminov, A.I. Kozhevnikov // Thermal Engineering. – 2017. – Vol. 64. – Is. 10. – pp. 715–722.

References

[1] Favorskii O.N., Leont'ev A.I., Fedorov V.A., Mil'man O.O. Scientific and technical foundations of highly efficient electricity production with the integrated use of organic and hydrogen fuel (Nauchno-tekhnicheskiesosnovyvysokoeffektivnogoproizvodstva-elektroenergii s kompleksnym ispol'zovanie morganicheskogo i vodorodnogo topliva). *Energetik*, 2008;(1):3–6 (in Russ.).

[2] Tarasov B.P., Lototskii M.V. Hydrogen for energy production: problems and prospects (Vodorod dlya proizvodstva energii: problemy i perspektivy). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2006;8(40):72–90 (in Russ.).

[3] Aminov R.Z., Khrustalev V. A., Dukhovenskii A.S., Osadchii A.I. NPPs with WWER: modes, characteristics, efficiency (AES s VVER: rezhimy, harakteristiki, effektivnost'). *Moscow: Energoatomizdat Publ.*, 1990; p. 264 (in Russ.).

[4] Average gas selling price in Russia (Srednyaya tsenarealizatsii gaza v Rossii) [E-resource]. Available on: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/europe> (04.05.2019) (in Russ.).

[5] Forecast of energy development in the world and Russia until 2040 (Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii do 2040 goda). *M.: INEI RAN – ATs pri Pravitel'stve RF*, 2014 [E-resource]. Available on: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf> (04.05.2019) (in Russ.).

[6] Makarova A.A., Grigor'eva L.M., Mitrovoi T.A. The evolution of world energy markets and its conse-



quences for Russia (Evolyutsiya mirovyyh energeticheskikh rynkov i ee posledstviya dlya Rossii). Moscow: INEI RAN – ATs priPravitel'stve RF Publ., 2015 [E-resource]. Available on: <https://www.eriras.ru/files/evolyutsiya-mirovyyh-energeticheskikh-rynkov-i-ee-posledstviya-dlya-rossii.pdf> (04.05.2019) (in Russ.).

[7] Danilova T. NPP economics: focus on kWh (Ekonomika AES: fokusnaKvt-ch). *Atomnyiekspert*, 2014;(5–6):10–15 (in Russ.).

[8] Shpil'rain E.E., SarumovYu.A., Popel' O.S. The use of hydrogen in energy and energy technology complexes (Primenenie vodoroda v energetike i v energotekhnologicheskikh kompleksah). *Atomno-vodorodnaya energetika i tekhnologiya*, 1982;4:5–22 (in Russ.).

[9] Malysenko S.P., Nazarova O.V., SarumovYu.A. Some thermodynamic and techno-economic aspects of the use of hydrogen as an energy carrier in the energy sector (Nekotorye termodinamicheskie i tekhniko-ekonomicheskie aspekty primeneniya vodoroda kak energonositelya v energetike). *Atomno-vodorodnaya energetika i tekhnologiya*, 1986;7:105–126 (in Russ.).

[10] Forsberg C.W., Kazimi M.S. Nuclear hydrogen using high-temperature electrolysis and light-water reactors for peak electricity production. *Nuclear Production of Hydrogen*, 2010;41(30):155–164.

[11] Forsberg C.W. Is hydrogen the future of nuclear energy. International topical meeting on the safety and technology of nuclear hydrogen production, control and management. Boston, 2007 [E-resource]. Available on: <http://www.350.me.uk/TR/Hansen/Forsberg01.pdf> (04.05.2019).

[12] Rahil A. Hydrogen Production at the Forecourt from Off-Peak Electricity and Its Role in Balancing the Grid. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 2016;10(10):1342–1347.

[13] Aminov R.Z., Egorov A.N. Hydrogen-Oxygen Steam Generator for a Closed Hydrogen Combustion Cycle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019;44(21):11161–11167.

[14] Aminov R.Z., Egorov A.N. The method of hydrogen overheating of steam at nuclear power plants (Sposob vodorodnogo peregreva para na AES). Patent 2661231 RF, МПК F01K 3/18 (2006.01). Rospatent, 2018 (in Russ.).

[15] Vargaftik N.B. Handbook of thermophysical properties of gases and liquids (Spravochnik po teplofizicheskim svoistvam gazov i zhidkostei). Moscow: Nauka Publ., 1972; p. 720 (in Russ.).

[16] Voloshenko A.V., Medvedev V.V., Ozerova I.P. Schematic diagrams of steam boilers and fuel supply: a training manual (Printsipial'nye shemy parovykh

kotlov i toplivopodach: uchebno posobievy). Tomsk: Izd-vo tomского politekhnicheskogo universiteta, 2011; p. 100 (in Russ.).

[17] Gas Turbine World Handbook. Pequot Publishing Inc., 2018;33:148.

[18] Current repair of gas turbine units of the GTU, st. No 6–9 of the joint venture Mayskaya TPP (Tekushchiyremontgazoturbinykhustanovok GTU st. № 6–9 SP “Mayskaya GRES”) Rezhimdostupa: Tsentrelektronnykhtorgov (in Russ.).

[19] Yurenev V.N., Lebedev P.D. Thermal reference. Vol. 2. Ed. 2nd rewritten (Teplotekhnicheskii spravochnik. Tom 2. Izd. 2-e, pererab.). Moscow: Energiya Publ., 1976:896 (in Russ.).

[20] Mukhachev G.A., Shukin V.K. Thermodynamics and heat transfer (Termodinamika i teploperedacha). Moscow: Vysshayashkola Publ., 1991; p. 480 (in Russ.).

[21] Sebisi T., Bredshou P. Convective heat transfer (Konvektivnyi teploobmen). Moscow: Mir Publ., 1987; p. 592 (in Russ.).

[22] LLC Krasnodar Machine-Building Plant (OOO “Krasnodarskii mashinostroitel'nyi zavod”) [E-resource]. Available on:<http://kmzv.ru> (04.05.2019) (in Russ.).

[23] CJSC SMBE “Sputnik” (ZAO GMP “Sputnik”) [E-resource]. Available on: <http://www.gmp-sputnik.ru>, (04.05.2019) (in Russ.).

[24] Troyanovskii B.M. Turbines for nuclear power plants (Turbiny dlya atomnykh elektrostantsii). Moscow: Energiya Publ., 1978; p. 232 (in Russ.).

[25] Baily F., Cotton K., Spenser R.C. Predicting the performance of large steam turbine-generators. *Proc. 29. Amer. Power. Conf.*, 1967;3–16.

[26] Spenser R.C., Miller E.H. Performance of Large Nuclear Turbines. *Combustion*, 1973;45(2):29.

[27] Aminov R.Z., Egorov A.N. Evaluating the thermodynamic efficiency of hydrogen cycles at wet-steam nuclear power stations. *Thermal Engineering*, 2013;60(4):255–261.

[28] Aminov R.Z., Bairamov A.N., Garievskii M.V. Evaluation of the systemic efficiency of the atomic-hydrogen energy complex (Otsenkasistemnoieffektivnostiatomno-vodorodnogoenergeticheskogokompleksa). *Teploenergetika*, 2019;3:57–71 (in Russ.).

[29] Moran M.J., SHAPIRO H.N., BOETTNER D.D., BAILEY M.B. Fundamentals of engineering thermodynamics. 7th edition. USA: John Wiley & Sons Inc., 2011; p. 1024.

[30] Aminov R.Z., Kozhevnikov A.I. Optimization of the operating conditions of gas-turbine power stations considering the effect of equipment deterioration. *Thermal Engineering*, 2017;64(10):715–722.

Транслитерация по BSI

