



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМБИНИРОВАНИЯ АЭС С ВОДОРОДНЫМ КОМПЛЕКСОМ В УСЛОВИЯХ БЕЗОПАСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА В ПАРОТУРБИННОМ ЦИКЛЕ

Р.З. Аминов¹, А.Н. Байрамов²

Саратовский научный центр РАН Отдел энергетических проблем, г. Саратов, Россия

ORCID¹0000-0003-1549-5133; ORCID²0000-0003-1573-0578

oepran@inbox.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Выполнить оценку системной эффективности и конкурентоспособности новой схемы комбинирования АЭС с водородным комплексом на основе дополнительного подогрева питательной воды и перегрева свежего пара перед цилиндром высокого давления паровой турбины. МЕТОДЫ. При разработке и обосновании новой схемы комбинирования АЭС с водородным комплексом применялись основные законы термодинамики; теоретические положения теплотехники; основные закономерности по усталостному износу энергетического оборудования и оценке его рабочего ресурса; основные положения по оценке эксплуатационных затрат и чистого дисконтированного дохода (ЧДД). РЕЗУЛЬТАТЫ. Представлена новая принципиальная схема комбинирования АЭС с водородным комплексом и описание её принципа действия на примере двухконтурной АЭС с реактором ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500. Приведены данные об увеличении производительности парогенераторов АЭС при дополнительном подогреве питательной воды в диапазоне 235-250 °С от её номинального значения 230 °С. В зависимости от температуры дополнительного подогрева питательной воды оценена температура перегрева свежего пара. Приведены результаты расчёта температуры пара, полученного при сжигании водорода в кислородной среде в зависимости от температуры дополнительного подогрева питательной воды. Приведены результаты расчёта вырабатываемой пиковой мощности энергоблоком и эффективности конверсии провальной ночной внепиковой электроэнергии АЭС в пиковую электроэнергию, а также КПД энергоблока АЭС в зависимости от температуры дополнительного подогрева питательной воды. Приведены методические положения по учёту усталостного износа основного оборудования водородного комплекса, в том числе ротора турбины АЭС в условиях напряжённо-циклического режима работы. Приведены результаты оценки себестоимости пиковой электроэнергии и ЧДД АЭС в комбинировании с водородным комплексом по сравнению с гидроаккумулирующей электростанцией (ГАЭС) как на текущий период, так и на перспективу до 2035г. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Эффективность и конкурентоспособность водородного комплекса существенно зависит от интенсивности использования основного оборудования в условиях напряжённо-циклического режима работы. В перспективе конкурентоспособность водородного комплекса заметно возрастает по сравнению с ГАЭС. При подогреве питательной воды до 235 °С перегрев свежего пара перед цилиндром высокого давления турбины К-1000-60/1500 может составить до 470 °С, что приводит к наибольшему значению КПД энергоблока АЭС и ЧДД. На текущий период водородный комплекс конкурирует с ГАЭС при её удельных капиталовложениях на уровне 660 долл./кВт при условии использования форсировочных возможностей турбины при перегреве свежего пара на уровне 300 °С и дополнительном подогреве питательной воды до 235 °С. Вариант ГАЭС при удельных капиталовложениях 1500 долл./кВт и выше не конкурирует с водородным комплексом как на текущий период, так и в перспективе.

Ключевые слова: водородный комплекс; АЭС; ГАЭС; системная эффективность; усталостный износ.

Для цитирования: Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка эффективности комбинирования АЭС с водородным комплексом в условиях безопасного использования водорода в паротурбинном цикле // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 56-69. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-56-69.

ESTIMATION OF THE EFFICIENCY OF COMBINING A NPP WITH A HYDROGEN FACILITY UNDER CONDITIONS OF SAFE USE OF HYDROGEN IN A STEAM TURBINE CYCLE

RZ. Aminov, AN. Bairamov

Saratov Scientific Center RAS Department of Energy Problems, Saratov, Russia

ORCID¹0000-0003-1549-5133; ORCID²0000-0003-1573-0578

oepran@inbox.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* System efficiency and competitiveness assess of a new scheme for combining a nuclear power plant with a hydrogen complex based on additional heating of feed water and superheating of live steam in front of the high-pressure cylinder of a steam turbine. *METHODS.* Basic laws of thermodynamics were applied when developing and substantiating a new scheme for combining a nuclear power plants (NPP) with a hydrogen facility; theoretical regularities were applied of heat engineering; basic regularity were applied of fatigue wear of power equipment and assessment of its working resource; basic regularities were applied for the assessment of operating costs and net present value (NPV). *RESULTS.* A new scheme is presented of the combination of a nuclear power plant with a hydrogen facility and a description of its operating principle on the example of a two-circuit nuclear power plant with a VVER-1000 reactor and a C-1000-60 / 1500 turbine. The data are presented on an increase in the productivity of steam generators at nuclear power plants with additional heating of feed water in the range of 235-250 ° C from its nominal value of 230 ° C. The temperature was estimated of live steam superheat depending on the temperature of the additional heating of the feed water. The results are presented of the calculation of the generated peak power by the power unit and the efficiency of conversion of the night off-peak power of the NPP into peak power, as well as the efficiency of the power unit of the NPP depending on the temperature of additional heating of the feed water. Main regularities are given for taking into account the fatigue wear of the main equipment of the hydrogen facility, including the rotor of the NPP turbine in the conditions of the stress-cyclic operation. The results are presented of assessing the cost of peak electricity NPP in combination with a hydrogen facility in comparison with a pumped storage power plant (PSPP) both for the current period and for the future until 2035. *CONCLUSION.* Hydrogen facility efficiency and competitiveness depends significantly on the intensity of the use of the main equipment in the conditions of the intense-cyclic operation. The hydrogen facility will competitiveness noticeably increase in comparison with the PSPP in the future. Efficiency of the NPP power unit and NPV is highest when the feed water is heated to 235 ° C and superheating of live steam in front of the high-pressure cylinder of the C-1000-60/1500 turbine up to 470°C. The hydrogen facility competes with the PSPP with her specific capital investment at the level of 660 USD / kW, provided that the boosting capabilities of the turbine are used with live steam overheating at 300 ° C and additional heating of feed water to 235°C on the current period. The PSPP does not compete with the hydrogen facility both for the current period and in the future with her specific capital investment of \$ 1,500 / kW and above.

Keywords: hydrogen facility; NPP; PSPP; systemic efficiency; fatigue wear.

For citation: Aminov RZ, Bairamov AN. Estimation of the efficiency of combining a npp with a hydrogen facility under conditions of safe use of hydrogen in a steam turbine cycle. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(2): 56-69. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-56-69.

Введение

Программой развития атомной энергетики России предусмотрено существенное увеличение доли атомных электрических станций (АЭС) в энергосистемах европейской части страны. Так, согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [1] развитие атомной энергетики и ядерного топливного цикла является стратегической целью. В этой связи в соответствии со стратегией развития АЭС в России к 2050г ожидается увеличение их доли с 19 до 22 % [2]. Это может привести к необходимости их разгрузки преимущественно во внепиковые часы графика электрических нагрузок, либо в течение суточного периода вследствие привлечения к первичному регулированию частоты электрического тока в энергосистемах. Эти проблемы можно устранить, найдя эффективные пути участия АЭС в регулировании графиков электрической нагрузки. К тому же, работа в базовом режиме стабилизирует показатели надежности АЭС на достаточно высоком уровне и способствует обеспечению длительности ресурса дорогостоящего оборудования с повышением КИУМ. В этой связи вопросы повышения безопасности и эффективности их работы по условиям обеспечения базисной электрической нагрузкой, а

также вопросы эффективного аккумулирования ночной внепиковой электроэнергии приобретают особую актуальность.

Традиционно для обеспечения базисной нагрузкой АЭС предполагалось использование гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Но их сооружение сопряжено с серьезными геологическими и гидрологическими рисками и ущербами. Таким образом, их сооружение требует специальных природных условий и, как правило, вблизи АЭС невозможно, что предполагает их зарядку из энергосистемы по тарифу в 3-4 раза превышающему себестоимость электроэнергии АЭС. Это существенно влияет на стоимость производимой электроэнергии ГАЭС и их конкурентоспособность.

В этой связи особенно актуальным направлением обеспечения базисной нагрузкой АЭС становится технология производства водорода методом электролиза воды путём создания водородного комплекса в комбинировании с энергоблоками АЭС [3, 4]. Следует отметить, что к настоящему времени водородная энергетика включена в число приоритетных направлений энергетической стратегии развития России до 2035г [1], а также в число приоритетных задач развития атомной энергетики в России [2]. Особенностью водородного комплекса является возможность расположения основного оборудования и трубопроводов под землёй [5] при незначительном удалении от АЭС с возможностью зарядки по себестоимости её электроэнергии. По выполненным оценкам в ОЭП СНЦ РАН преимущество подземного размещения заключается в снижении суммарного риска от взрывов и пожаров смеси водорода с окислителем на 1-2 порядка в случае аварии. Выработанные водород и кислород могут быть использованы для производства пиковой электроэнергии на АЭС, либо реализованы как товарная продукция. Таким образом, это обуславливает возможность участия АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом в покрытии пиковой электрической нагрузки.

Методы

Разработка и обоснование принципиальной схемы комбинирования АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды и перегревом свежего пара

На базе имеющегося научного задела авторов статьи и опыта других авторов на более раннем этапе изучения проблемы получили развитие научные основы комбинирования АЭС с водородным комплексом. Разработаны принципиальные схемы комбинирования АЭС с водородным комплексом на основе новых характеристик перспективного оборудования, в том числе с двухступенчатым сжиганием водорода в кислороде [6] при подземном размещении основного оборудования водородного комплекса. В этой связи разработаны схемы, основанные на перегреве рабочего тела паротурбинной установки АЭС за счёт смешения с паром, полученным от сжигания водорода в кислороде [3]. Выполнена оценка их системной эффективности и конкурентоспособности.

Впервые выполнены работы по экспериментальному изучению состава пара, полученного при сжигании водорода в кислородной среде без использования впрыска охлаждающей воды [7, 8].

Производство водорода и кислорода рассматривается на базе электролизных установок повышенной мощности (50 МВт) с возможностью работы в условиях цикличности нагрузок с КПД 80 % при удельном расходе электроэнергии с учетом прерывистого режима работы 39,77 кВт·ч/кг H_2 в отличие от непрерывного режима работы 41,66 кВт·ч/кг. Следует отметить, что в настоящее время электролизеры производства Италии имеют удельный расход электроэнергии 3,5-4 кВт·ч/м³ H_2 (38,9-44,4 кВт·ч/кг H_2), что соответствует КПД 85,6-75,1%. Компрессорные установки поршневого типа, способные работать в режиме с переменной степенью сжатия в последней ступени.

В период провала электрической нагрузки АЭС выработанные водород и кислород поступают в систему хранения. В период пиковых нагрузок в энергосистеме производится забор водорода и кислорода из емкостей хранения и их сжатие до рабочего давления для сжигания в водород-кислородной камере сгорания. Полученный высокотемпературный пар в водород-кислородной камере сгорания смешивается с паром паротурбинного цикла АЭС перед цилиндром высокого давления, перегревая его, что способствует выработке дополнительной пиковой мощности. При этом нагрузки реакторной установки и парогенераторов остаются неизменными.

Возможен вариант с установкой постоянно действующей дополнительной паровой турбины, что наряду с получением дополнительной пиковой мощности в штатном режиме позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в условиях крупных системных аварий с обесточиванием за счет использования пара, полученного от остаточных тепловыделений в реакторах [9-14].

Альтернативное направление повышения эффективности АЭС при комбинировании с водородным комплексом основано на повышении производительности парогенераторов за

счет дополнительного подогрева питательной воды после ПВД при совместном перегреве свежего пара по схеме на рис. 1 [15].

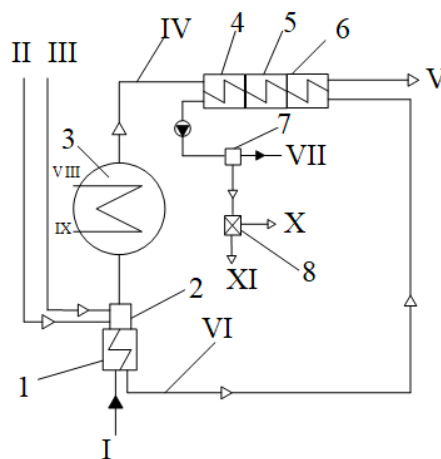


Рис. 1. Принципиальная схема дополнительного подогрева питательной воды и перегрева свежего пара: 1 – водород-кислородная камера сгорания; 2 – дополнительный паро-водяной подогреватель поверхностного типа; 3 – парогенератор; 4 – конденсационная теплообменная поверхность; 5 – каталитический дожигатель (рекомбинатор) непрореагировавшего водорода поверхностного типа; 6 – охлаждающая теплообменная поверхность; 7 – разделительная колонка; 8 – мембранный модуль; I – подача питательной воды после подогревателей высокого давления; II, III – подача водорода и кислорода соответственно; IV – пар начальных параметров после парогенератора; V – перегретый пар в турбину; VI – водяной пар, полученный от сжигания водорода в кислороде; VII – конденсат пара от сжигания водорода в кислороде; VIII, IX – вход и выход соответственно теплоносителя первого контура; X – чистый непрореагировавший водород в систему хранения; XI – выброс кислород-азотной смеси в атмосферу.

Fig.1. Schematic diagram of additional heating of feed water and superheating of fresh steam: 1- hydrogen-oxygen combustion chamber; 2- additional steam-water heater of the surface type; 3- steam generator; 4 – condensation heat exchange surface; 5 – catalytic afterburner (recombinator) of unreacted hydrogen of the surface type; 6 – cooling heat exchange surface; 7- separation column; 8- membrane module; I- feed water supply after high-pressure heaters; II, III- supply of hydrogen and oxygen, respectively; IV – steam of the initial parameters after the steam generator; V- superheated steam to the turbine; VI- water vapor obtained from the combustion of hydrogen in oxygen; VII- steam condensate from the combustion of hydrogen in oxygen; VIII, IX – input and output, respectively, of the primary coolant; X- pure unreacted hydrogen to the storage system; XI- release of the oxygen-nitrogen mixture into the atmosphere.

Повышение электрической мощности АЭС выше номинальной осуществляется при отсутствии смешения с рабочим телом паротурбинного цикла АЭС, посредством теплообменных поверхностей нагрева, что полностью исключает попадание непрореагировавшего водорода и кислорода в рабочее тело паротурбинного цикла АЭС. Полученные водород и кислород методом электролиза воды запасаются в системе хранения и используются в пиковый период путём подачи по соответствующим магистралям при давлении порядка 8 МПа. При этом с целью увеличения паропроизводительности парогенераторов первоначально предусмотрено осуществление сжигания водорода в кислороде в водород-кислородной камере сгорания двухступенчатого типа [6], соединённой с дополнительным подогревателем питательной воды поверхностного типа, который устанавливается после подогревателей высокого давления. Дополнительный подогрев питательной воды осуществляется выше номинальной температуры, но не выше температуры кипения при данном давлении перед подачей в парогенератор. Это потребует увеличить производительность питательных насосов с целью большей подачи питательной воды в единицу времени в парогенератор при обеспечении постоянства тепловой мощности ядерного реактора. Это в свою очередь приводит к увеличению производительности парогенератора в единицу времени и в результате в турбину поступает большее количество рабочего тела. При этом весь выработанный в парогенераторе пар перегревается, что приводит к повышению его температуры выше номинальной при входе в турбину. После охлаждающей теплообменной поверхности находится каталитический дожигатель поверхностного типа непрореагировавшего водорода с использованием полученного тепла от дожигания в пользу перегреваемого пара. По имеющейся практике на АЭС с ВВЭР используются каталитические дожигатели (рекомбинаторы), конструктивно состоящие из корпуса и кассет, содержащих ряд параллельных пластин, образующих каналы для прохода газообразной среды, с нанесённым каталитическим покрытием на основе платины. В

данном случае каталитический дожигатель представляет собой теплообменную поверхность в виде трубного пучка, на внутренней поверхности трубок которого нанесено каталитическое покрытие. При контакте с данным покрытием внутри трубного пространства водород и кислород рекомбинируют с передачей тепла перегреваемому пару.

На основании испытаний каталитического рекомбинатора водорода РВК-1000 мольная доля водорода в водородо-воздушной смеси на выходе снижается почти до нуля, что свидетельствует о высокой эффективности рекомбинации. Аналогичные результаты были получены по данным испытаний рекомбинатора фирмы *Avera* (Франция) [16].

Полученный конденсат в небольшом количестве может содержать непрореагировавшие газы – водород и кислород. С целью их отделения предусмотрена подача конденсата в специальную разделительную колонку вертикального типа, где происходит удаление непрореагировавших газов через её верхнюю часть, а конденсат выходит из нижней части колонки и далее его подача в бак-аккумулятор и затем в систему электролиза. Подобные разделительные колонки используются в электролизных установках для отделения водорода и кислорода от электролита. С целью повышения безопасности использования разделительной колонки возможна подача инертного компонента, например, азота в верхнюю часть колонки, куда поступают выделяющиеся газы. Отделившиеся газы поступают в мембранный аппарат, где за счет палладиевых элементов происходит выделение чистого водорода, который после осушки подаётся в систему хранения, а кислород-азотная смесь выбрасывается в атмосферу.

Особенностью схемы на рис.1 является подвод тепла от сжигания водорода в двух точках, а также то, что увеличение температуры дополнительного подогрева питательной воды на примере рассмотренных значений на 5 и 20°C от её номинальной температуры 230 °C приводит к соответствующему увеличению производительности парогенераторов от 2 до 6 % соответственно, но вместе с тем возрастает расход пара на приводную турбину, а также расход электроэнергии на привод конденсатных и циркуляционных насосов [17].

Результаты

В таблице 1 приведены расчётные значения температуры пара на выходе из дополнительного подогревателя питательной воды. На основании справочных данных по составу диссоциированного пара при различных температурах и давлениях [18] приведено содержание водорода.

Таблица 1
Температура пара на выходе из дополнительного подогревателя питательной воды и содержание водорода

Используемая мощность, МВт	Температура пара, К	Содержание водорода в паре, % масс
Дополнительный подогрев питательной воды 235 °C		
175	2978	0,5
310	3290	0,8
570	3434	1
1000	3498	1,25
Дополнительный подогрев питательной воды 250 °C		
310	2183	0,045
570	3026	0,5
1000	3300	0,8
Дополнительный подогрев питательной воды 245 °C		
175	1250	0
Дополнительный подогрев питательной воды 256 °C		
310	1250	0

Следует отметить, что в вариантах с образованием диссоциированного пара в схеме на рисунке 1 перед дожиганием водорода необходимо охладить пар с целью снижения его температуры до состояния недиссоциированного пара, что сопровождается завершением рекомбинаций.

На рисунке 2 приведены значения электрической мощности паротурбинной установки АЭС с ВВЭР-1000 в зависимости от температуры дополнительного подогрева питательной воды и перегрева свежего пара с учетом вычета мощности на привод дожимных компрессорных установок. Приняты следующие исходные данные: период провала электрической нагрузки для выработки водорода и кислорода в принят равным 7 ч/сут при использовании 175, 310, 570 и 1000 МВт провальной внепиковой мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 для выработки водорода и кислорода; продолжительность пикового периода 5 ч/сут.

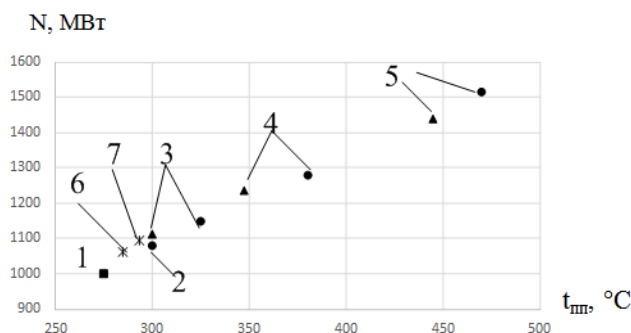


Рис.2. Электрическая мощность существующих и предложенных к проектированию паротурбинных установок АЭС с ВВЭР-1000 в комбинации с водородным комплексом: 1 — номинальная электрическая мощность энергоблока АЭС; 2 — электрическая мощность энергоблока АЭС в пределах перегрузочной способности турбины при использовании 175 МВт провальной мощности; 3–5 — электрическая мощность перспективных паротурбинных установок при использовании 310, 570, 1000 МВт соответственно провальной мощности; $t_{шт}$ — температура перегретого пара, $^\circ\text{C}$;

●, ▲ — дополнительный подогрев питательной воды с 230 до 235 $^\circ\text{C}$ и до 250 $^\circ\text{C}$ соответственно; 6, 7 — дополнительный подогрев питательной воды до 245 и 256 $^\circ\text{C}$ соответственно при использовании 175 и 310 МВт провальной мощности соответственно

Fig.2. Electrical power of existing and proposed VVER-1000 NPP steam turbine units in combination with the hydrogen complex: 1-rated electrical power of the NPP power unit; 2 — electrical power of the NPP power unit within the turbine overload capacity when using 175 MW of failed power; 3-5 -electrical power of prospective steam turbine units when using 310, 570, 1000 MW, respectively, of failed power; $t_{шт}$ — superheated steam temperature, $^\circ\text{C}$;

●, ▲ — additional heating of feed water from 230 to 235 $^\circ\text{C}$ and up to 250 $^\circ\text{C}$, respectively; 6, 7- additional heating of feed water to 245 and 256 $^\circ\text{C}$, respectively, when using 175 and 310 MW of failure power, respectively

Как следует из рисунка 2, температура перегретого пара не превышает освоенного уровня температур, что позволяет использовать имеющиеся стали и материалы при создании новых паротурбинных установок повышенной мощности.

На рисунках 3 и 4 приведены показатели полезного преобразования провальной внепиковой электроэнергии в пиковую и КПД энергоблока АЭС брутто соответственно.

Таким образом, комбинирование АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды и перегревом свежего пара позволяет повысить КПД брутто энергоблока АЭС до 39,6 % при дополнительном подогреве питательной воды не более 235 С. В варианте дополнительного подогрева питательной воды до 250 С КПД брутто энергоблока АЭС составляет до 37,5 %. В вариантах под позициями 6 и 7 дополнительный подогрев питательной воды составляет 245 и 256 С соответственно, при этом температура пара перед турбиной существенно меньше 300 С, что приносит относительно меньшую эффективность.

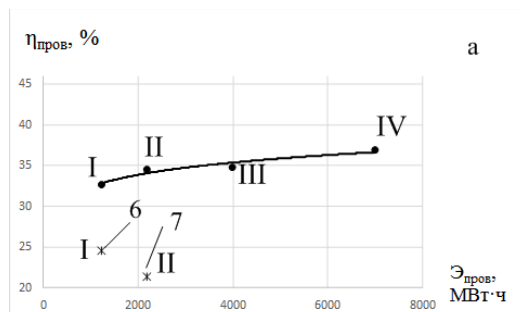


Рис. 3. Коэффициент полезного преобразования внепиковой электроэнергии в пиковую, $\mathcal{E}_{пров}$ — количество провальной внепиковой электроэнергии для производства водорода и кислорода; а — дополнительный подогрев питательной воды с 230 $^\circ\text{C}$ до 235 $^\circ\text{C}$; б — то же до 250 $^\circ\text{C}$; I — IV — потребляемая провальная мощность 175, 310, 570 и 1000 МВт соответственно; 6,7 — согласно рис. 2

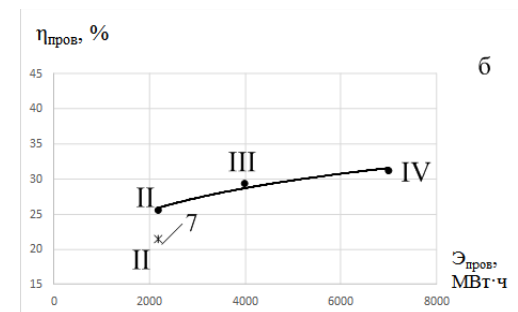


Fig.3. The coefficient of useful conversion of off-peak electricity to peak electricity: $\mathcal{E}_{пров}$ — the amount of off-peak failed electricity for the production of hydrogen and oxygen; a-additional heating of feed water from 230 $^\circ\text{C}$ to 235 $^\circ\text{C}$; b — the same to 250 $^\circ\text{C}$; I-IV - the consumed failure power of 175, 310, 570 and 1000 MW, respectively; 6,7- according to Fig. 2

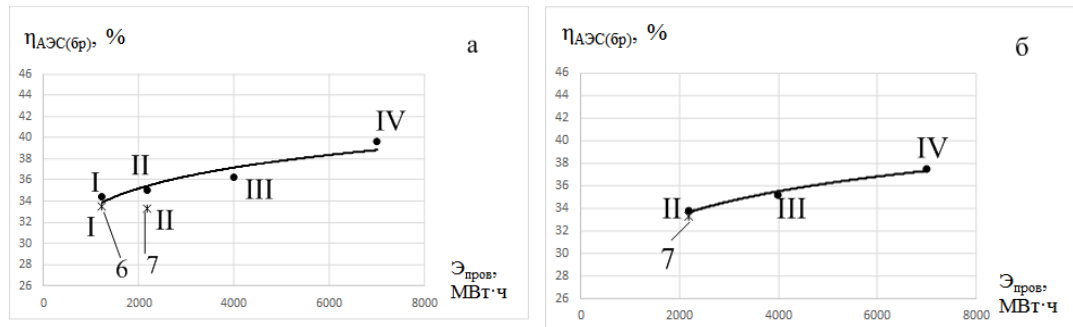


Рис. 4. КПД энергоблока АЭС брутто: а, б – аналогично рис. 3; I – IV – аналогично рис.3; 6,7 – согласно рис.2

Fig.4. The efficiency of the NPP unit gross: а, b – similar to Fig. 3; I-IV – similar to Fig. 3; 6,7 – according to Fig. 2

Специфика комбинирования водородного комплекса с энергоблоками АЭС с целью обеспечения базисной электрической нагрузкой в ночные внепиковые часы заключается в том, что в данных условиях неизбежны циклические пуски и остановки оборудования водородного комплекса при выработке и аккумулировании водорода с кислородом во внепиковый период и при их сжигании в пиковый период. Циклическое нагружение обуславливает рост усталостных трещин в критических элементах основного оборудования водородного комплекса и ротора паровой турбины, что в итоге приводит к его ускоренной замене на новое. В этой связи авторами разработана фундаментальная методология оценки системной эффективности АЭС в комбинировании с водородным комплексом в условиях циклических нагрузок на основе нового комплексного обобщённого критерия по оценке длины усталостной трещины [19-21] с учётом базовых положений усталостного разрушения [22-29]. Методология позволяет выполнить:

- моделирование и прогнозирование циклического нагружения основного оборудования водородного комплекса при заданном, либо прогнозируемом числе циклов нагружений для различных схем водородного комплекса при любой заданной продолжительности периода зарядки и разрядки;
- определить динамику роста усталостной трещины, показатели рабочего ресурса, уровень амортизационных затрат, себестоимость отпускаемой электроэнергии в зависимости от частоты циклических нагружений в сутки;
- представить удобные графические результаты в виде комплексной номограммы.

Оценка эффективности водородного комплекса с учетом усталостного износа выполнена при сравнении с ГАЭС по себестоимости вырабатываемой пиковой электроэнергии при одинаковом её отпуске и ЧДД на текущий период и на перспективу до 2035г. Годовое количество рабочих циклов (суток), составляет 335 в привязке водородного энергетического комплекса к блоку АЭС с учетом плановых ежегодных ремонтов (30 сут.). Продолжительность внепикового периода для выработки водорода и кислорода электролизом воды принята на примере 7 ч/сут. При этом продолжительность участия в покрытии пика электрической нагрузки на примере 5 ч/сут. Горизонт расчёта 25 лет. Срок строительства водородного комплекса и ГАЭС в зависимости от мощности станций принят 4 и 6 лет. Норма дисконта 10%. Налог на прибыль 20%.

Стоимость ГАЭС рассмотрена на примере различных проектов как в России, так и за рубежом и находится в диапазоне 660-1500-2000 долл/кВт. КПД ГАЭС на уровне 70%. При этом принято, что зарядка ГАЭС происходит от энергосистемы по тарифу ночной зоны суток, т.к. их строительство вблизи АЭС не представляется возможным. Динамика стоимости электроэнергии ночной зоны суток оценена на основании данных различных энергосбытовых компаний согласно экстраполяционному уравнению в работе [30].

Таким образом, среднее значение тарифа электроэнергии ночной зоны суток для зарядки ГАЭС на текущий период составило 3,39 руб./кВт·ч и на перспективу – 5,1 руб./кВт·ч. При этом соотношение тарифов пиковой и ночной электроэнергии определялось аналогичным образом и составило 3,25 на текущий период и 5,6 в перспективе до 2035г.

По водородному комплексу учтены все эксплуатационные затраты: по электролизу, компримированию, хранению водорода и кислорода в цилиндрических емкостях при их подземном размещении, а также водород-кислородной камере сгорания. В частности, по электролизу учтены затраты на потребляемую электроэнергию от АЭС по себестоимости на текущий период на уровне 0,93 руб./кВт·ч и 1,11 руб./кВт·ч при прогнозных ценах ядерного

топлива по данным прогнозов Международного энергетического агентства и ИНЭИ РАН на перспективу до 2035г [30]. Так, на 2021 г. цена ядерного топлива на уровне 20.5 долл./т у.т. На перспективу до 2035 г. цена ядерного топлива 27 долл./т у.т. [31].

КПД электролизных установок принят на уровне 80%. Удельные капиталовложения в энергоблок АЭС приняты 2500 долл./кВт [31, 32].

Удельные капиталовложения в электролизную установку мощностью 50 МВт составили порядка 300 тыс.руб./кгH₂/ч при производительности 1180 кг H₂/ч. Данное значение получено на основании обобщения удельной стоимости электролизных установок производства России и США с использованием аппроксимирующего выражения согласно работе [30]. С учётом подземного размещения удельные капиталовложения составили 378,3 тыс.руб./кгH₂/ч.

Удельные капиталовложения в водородные и кислородные компрессорные установки поршневого типа приняты на основе данных ООО «Компрессорный завод» (г. Краснодар) порядка 3,65–3,2 тыс.руб./кВт при мощности компрессоров 2600–3400 кВт соответственно согласно аппроксимирующему выражению в работе [30]. С учётом подземного размещения удельные капиталовложения в компрессорные установки 39,2 – 30,4 тыс.руб./кВт.

Удельные капиталовложения в систему хранения на основе металлических емкостей объемом 800 м³ при давлении аккумулирования 4,2 МПа составили 16,7 тыс.руб./м³ с учётом автоматики и сооружения цехового помещения. При подземном размещении с учётом автоматики 129,1 тыс.руб./м³.

Оценка приведенных удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания в зависимости от ее мощности выполнялась по аппроксимирующему выражению согласно работе [30] на основе базового значения удельной стоимости. При этом базовое значение удельных капиталовложений принято на примере 20% от удельных капиталовложений в ГТЭ-110 и составили ~ 6960 руб./кВт. Базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания 20 МВт.

Оценка капиталовложений в каталитический дожигатель определялась на примере стоимости РВК-1000, равной 340 тыс.руб. исходя из единичной производительности 0,092г/с, где под производительностью подразумевается количество рекомбинируемого водорода.

В связи с тем, что ГАЭС имеет больший коэффициент преобразования заряжаемой мощности в пиковую, то с целью приведения вариантов к одинаковому отпуску пиковой электроэнергии в варианте с водородным комплексом учтены затраты на замещающую мощность на примере ГТУ (ГТЭ-110). При этом сравниваемые варианты приведены к одинаковому потреблению внепиковой электроэнергии.

Прогнозные цены на природный газ приняты по данным [31] для европейской части России в соответствии с прогнозом ИНП РАН с учётом расчёта цены, равновесной с мировой на основании прогнозов МЭА и ИНЭИ РАН по умеренному сценарию и составила 250 и 279 долл./1000 м³ на текущий период и на перспективу до 2035г соответственно.

Необходимая мощность замещающей ГТУ определялась на основе разности пиковой генерирующей мощности ГАЭС и водородного комплекса, МВт:

$$\Delta N_{\text{зам}} = N_{\text{пик}}^{\text{ГАЭС}} - N_{\text{пик}}^{\text{ВК}},$$

где $N_{\text{пик}}^{\text{ГАЭС}}$, $N_{\text{пик}}^{\text{ВК}}$ – пиковая мощность, вырабатываемая ГАЭС и водородным комплексом соответственно, МВт.

При этом учтено изменение капиталовложений в ГАЭС и эксплуатационных затрат при изменении её пиковой мощности при разрядке в течении 5 ч/сут по сравнению с номинальным временем зарядки 7 ч/сут, которому соответствует номинальная вырабатываемая мощность гидроагрегатов.

Таким образом, в эксплуатационных затратах водородного комплекса дополнительно учтены затраты замещающей мощности.

Необходимая мощность замещающей ГТУ при выработке пиковой электроэнергии водородным комплексом приведена в таблице 2.

На рисунке 5 приведены новые показатели оценки себестоимости пиковой электроэнергии водородного комплекса с учетом усталостного износа при сравнении с ГАЭС.

Таблица 2

Замещаемая мощность для водородного комплекса на примере ГТУ

Используемая провальная мощность АЭС, МВт	Необходимая замещающая мощность при дополнительном подогреве питательной воды до 235°C, МВт	Необходимая замещающая мощность при дополнительном подогреве питательной воды до 250°C, МВт
175	96	—
310	166	198
570	299	338
1000	496	563

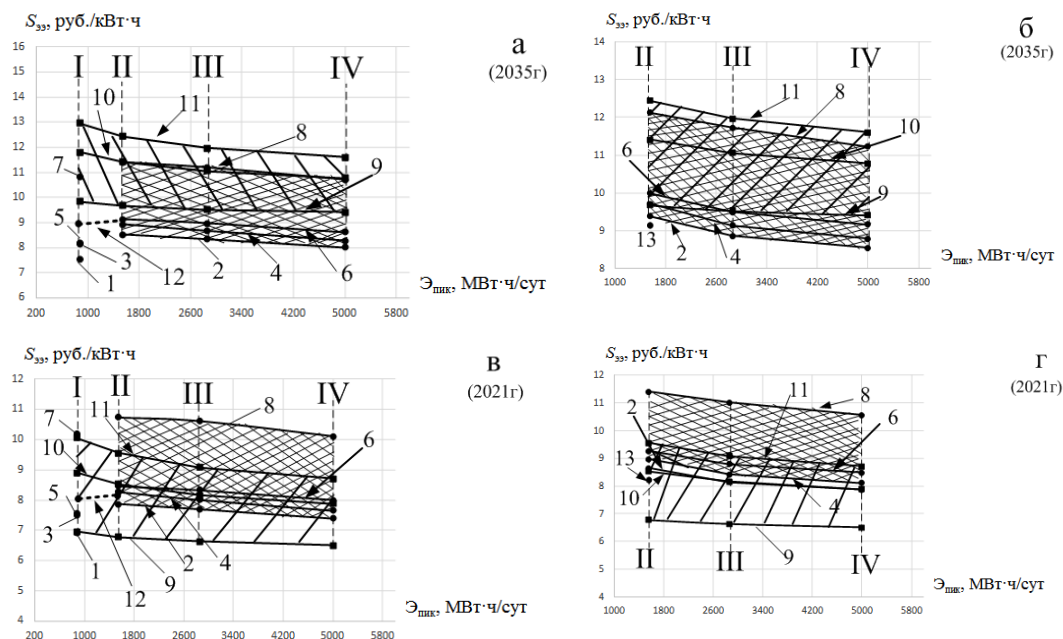


Рис. 5. Себестоимость пиковой электроэнергии АЭС в комбинировании с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды по сравнению с ГАЭС: а, б - дополнительный подогрев питательной воды на 5 и 20 °C соответственно при прогнозных ценах на ядерное, газовое топливо и электроэнергию; в, г - то же при текущих ценах; 1, 2 - водородный комплекс при базовой скорости роста усталостной трещины $v_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ мм/цикл и числе циклов нагружений в сутки равным 1; 3, 4 - то же при числе циклов нагружений в сутки не более 6; 5, 6 - водородный комплекс при базовой скорости роста усталостной трещины $v_0 = 5 \cdot 10^{-7}$ мм/цикл и числе циклов нагружений в сутки равным 1; 7, 8 - то же при числе циклов нагружений в сутки не более 6; 1,3,5,7,12,13 - АЭС в комбинировании с водородным комплексом при использовании форсировочных возможностей турбины K-1000-60/1500; 2,4,6,8 - то же при учете капиталозатрат в модернизацию турбины K-1000-60/1500; 9-11 - ГАЭС при $k = 660; 1500$ и 2000 долл/кВт соответственно; 12 - согласно 6 и 7 на рис.2; 13 - согласно 7 на рис.2I - IV - согласно рис.3; - водородный комплекс; - ГАЭС

Fig.5. The cost of peak electricity of a nuclear power plant in combination with a hydrogen complex with additional heating of feed water compared to a PSPP: a, b-additional heating of feed water by 5 and 20 °C, respectively, at the forecast prices for nuclear, gas fuel and electricity; c, d-the same at current prices; 1, 2-the hydrogen complex at the base rate of fatigue crack growth $y_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ mm / cycle and the number of loading cycles per day equal to 1; 3, 4 - the same at the number of loading cycles per day of no more than 6; 5, 6 - the hydrogen complex at the base rate of fatigue crack growth $y_0 = 5 \cdot 10^{-7}$ mm/cycle and the number of loading cycles per day equal to 1; 7, 8 - the same with the number of loading cycles per day no more than 6; 1,3,5,7,12,13 - NPP in combination with the hydrogen complex when using the boost capabilities of the K-1000-60/1500 turbine; 2,4,6,8 - the same when taking into account capital expenditures for the modernization of the K-1000-60/1500 turbine; 9-11 - PSPP at $k = 660; 1500$ and 2000 USD/kW, respectively; 12 - according to 6 and 7 in Fig.2; 13 - according to 7 in Fig.2I - IV - according to Fig.3; - hydrogen complex; - PSPP

На рис.6 приведены новые показатели оценки ЧДД в сравнении водородного комплекса с ГАЭС в зависимости от выработки пиковой электроэнергии. Для вариантов выработки пиковой электроэнергии 875 и 1550 МВт·ч/сут срок строительства водородного комплекса и ГАЭС составляет 4 года. Для вариантов выработки пиковой электроэнергии 2850 и 5000 - 6 лет.

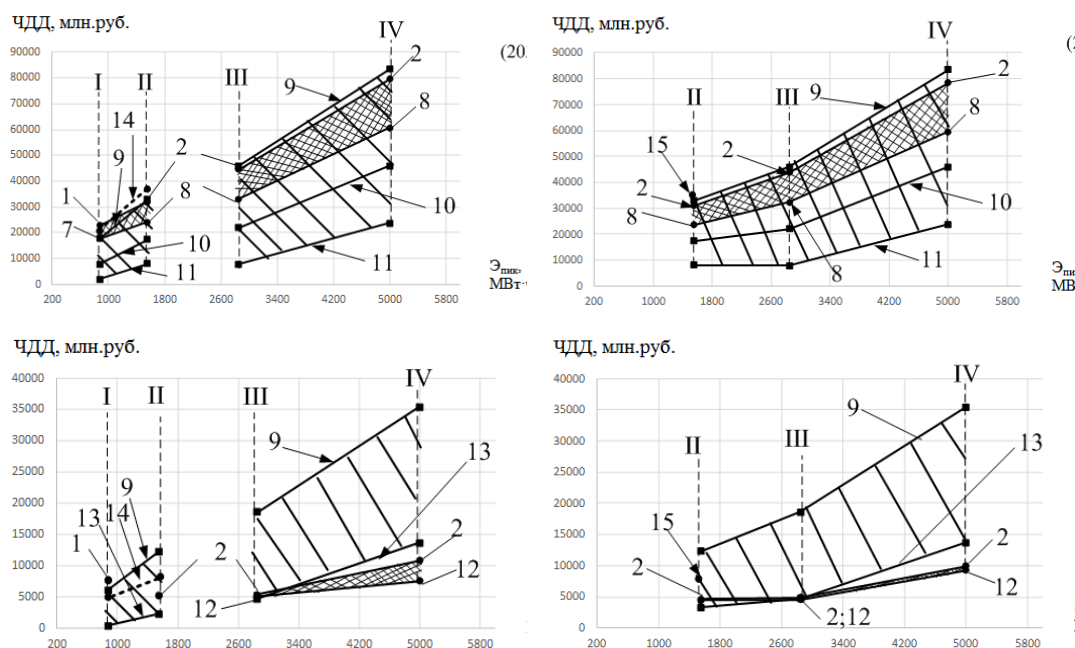


Рис. 6. ЧДД комбинирования АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды по сравнению с ГАЭС: а-г – согласно рис.5; 1,2,7-11 – согласно рис.5; 12 – водородный комплекс при базовой скорости роста усталостной трещины $v_0 = 1 \cdot 10^{-7}$ мм/цикл и числе циклов нагружений в сутки равным 1 с учётом капиталозатрат в модернизацию турбины; 13 – ГАЭС при удельных капиталовложениях 1150 долл./кВт; 14 – согласно 6 и 7 на рис.2; 15 – согласно 7 на рис.2; I-IV – согласно рис.3

Fig.6. BDD of combining a nuclear power plant with a hydrogen complex with additional heating of feed water compared to a PSPP: a-g – according to Fig.5; 1,2,7-11 – according to Fig.5; 12 – a hydrogen complex with a base rate of fatigue crack growth $y_0 = 1 \cdot 10^{-7}$ mm/cycle and the number of loading cycles per day equal to 1, taking into account capital expenditures in the modernization of the turbine; 13 – PSPP with a specific investment of 1150 dollars/kW; 14 – according to 6 and 7 in Fig.2; 15 – according to 7 in Fig.2; I-IV – according to Fig. 3

Обсуждение

Таким образом, как видно из рисунка 6 эффективность и конкурентоспособность водородного комплекса заметно возрастает в перспективе, что связано, в первую очередь, с более существенным увеличением стоимости электроэнергии, потребляемой в режиме зарядки ГАЭС, по сравнению со стоимостью ядерного топлива. При этом на конкурентоспособность ГАЭС заметное влияние оказывают удельные капиталовложения. Как показали выполненные оценки вариант ГАЭС при удельных капиталовложениях при 1500 долл./кВт и более оказывается не конкурентоспособен с водородным комплексом как на текущий период, так и в перспективе.

На эффективность водородного комплекса заметное влияние оказывает усталостный износ основного оборудования, в том числе рабочих лопаток первой ступени ротора ЦВД основной турбины на примере К-1000-60/1500. Таким образом, очевидно, что конкурентоспособность водородного комплекса существенно зависит от интенсивности использования основного оборудования (число циклов нагружений в сутки) и устойчивости применяемых материалов к циклической трещиностойкости при воздействии определённых рабочих давлений и температур. Всё это определяет большее, либо меньшее нарастание амортизационных затрат в структуре себестоимости электроэнергии. Кроме того, заметное влияние оказывают капиталозатраты в модернизацию паровой турбины К-1000-60/1500 в вариантах превышения её форсированных возможностей при выработке пиковой мощности. В этой связи вариант при использовании форсировочных возможностей является наиболее эффективным на текущий период при условии начальной скорости роста усталостной трещины не выше $1 \cdot 10^{-7}$ мм/цикл для основного оборудования водородного комплекса при предельном числе циклов до разрушения рабочих лопаток первой ступени ротора ЦВД на уровне порядка 55 тыс., что соответствует температуре перегретого пара на уровне 300 °С при ежесуточном числе циклов нагружений не более 3. Очевидно, что использование большей части тепла от сжигания водорода для перегрева свежего пара термодинамически более выгодно и эффективно, поскольку уменьшает затраты замещающей мощности, что существенно повышает ЧДД. В этой связи целесообразно осуществлять дополнительный подогрев питательной воды не более 235 °С.

Выводы

1. Разработана и обоснована новая принципиальная схема комбинирования АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды и перегревом свежего пара в условиях безопасного использования водорода в паротурбинном цикле АЭС. Показано, что при дополнительном подогреве питательной воды до 235 °С и температуре перегрева свежего пара в диапазоне 300-470 °С КПД энергоблока АЭС брутто составляет 34,4-39,6 % соответственно; при дополнительном подогреве питательной воды до 250 °С и температуре перегрева свежего пара в диапазоне 280-448 °С – 33,8-37,5 % соответственно. Таким образом, очевидно, что термодинамически более выгодно и эффективно осуществлять дополнительный подогрев питательной воды не более 235 °С, что определяет наименьшие затраты замещающей мощности при сравнении с ГАЭС и наибольший показатель ЧДД.

2. Впервые выполнена оценка системной эффективности и конкурентоспособности водородного комплекса в комбинировании с АЭС с учётом усталостного износа в условиях напряженно-циклического режима работы основного оборудования водородного комплекса, ротора турбины АЭС на примере К-1000-60/1500. В перспективе по критерию ЧДД существенно возрастает эффективность и конкурентоспособность водородного комплекса по сравнению с ГАЭС. При этом эффективность водородного комплекса существенно зависит от условий циклического нагружения основного оборудования. Показано, что вариант ГАЭС при удельных капиталовложениях при 1500 долл./кВт и более оказывается не конкурентоспособен с водородным комплексом как на текущий период, так и в перспективе. Вариант комбинирования АЭС с водородным комплексом при использовании форсировочных возможностей турбины на примере К-1000-60/1500 является наиболее эффективным на текущий период.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035г / Правительство Российской федерации. Москва, 2020г. 79с.
2. Головин Р.А. Стратегия деятельности Госкорпорации «Росатом». М. 2018
3. Аминов Р.З., Байрамов А. Н. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями. М.: Наука, 2016. 254с.
4. Аминов Р.З., Юрин В.Е., Егоров А.Н. Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками. М.: Наука, 2018. 238с.
5. Байрамов А.Н., Киричков В.С. Обоснование компоновочных решений комбинирования АЭС с водородным энергетическим комплексом по критерию минимального риска // Труды Академэнерго. 2018. №1. С.57-71.
6. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Система сжигания водорода для паро-водородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции. Патент РФ №2427048. 20.08.2011, Бюл. № 23. Доступно по: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ссылка активна на 12 января 2021.
7. Аминов Р.З., Счастливцев, Байрамов А.Н. Экспериментальная оценка доли непрореагировавшего водорода при сжигании в среде кислорода // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2020. №7-18(330-341). С. 68-79.
8. Aminov R.Z., Schastlivtsev A.I and Bayramov A.N. Experimental Evaluation of the Composition of the Steam Generated during Hydrogen Combustion in Oxygen // High Temperature. 2020. V. 58. N. 3. pp. 410-416.
9. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Егоров А.Н. Турбинная установка атомной электростанции (варианты). Патент РФ № 2459293. 20.08.2012, Бюл. № 23. Доступно по: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ссылка активна на 12 января 2021
10. Аминов Р.З., Егоров А.Н. Разработка дифференциальных уравнений выработки энергии при дополнительном подводе тепла во влажно-паровых циклах АЭС // Вестник СГТУ. 2011. №1(54). С. 18-25.
11. Егоров А.Н., Юрин В.Е. Сравнительная оценка эффективности АЭС с использованием сателлитной турбины // Вестник СГТУ. 2012. №4. С. 145-149
12. Аминов Р.З., Егоров А.Н. Методика оценки термодинамической эффективности дополнительного подвода тепла во влажно-паровых циклах АЭС // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. №11-12. С. 20-29.
13. Аминов Р.З., Егоров А.Н., Юрин В.Е. Резервирование собственных нужд АЭС в условиях полного обесточивания на основе водородного цикла // Атомная энергия. 2013. №4 (114). С. 234-236.

14. Bairamov A.N. Evaluation of the operating resource of the most loaded rotor element of the additional steam turbine with steam-hydrogen overheating of the working fluid at a nuclear power station // *Journal of Physics: Conference Series*. 2017. V.891. 012252. P.1-9.
15. Байрамов А.Н., Аминов Р.З. Система безопасного использования водорода при повышении мощности АЭС выше номинальной. Патент РФ № 2736603. Оpubл. 19.11.2020. Бюл. № 32. Доступно по: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ссылка активна на 12 января 2021.
16. Тарасов О.В., Киселев А.Е., Филиппов А.С. и др. Разработка и верификация модели рекомбинаторов РВК-500, -1000 для моделирования защитной оболочки АЭС с ВВЭР методами вычислительной гидродинамики // *Атомная энергия*. 2016. Т.121. № 3. С.131-136.
17. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка системной эффективности водородного комплекса на основе замкнутого водородного цикла // *Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология»*. 2019. №22-27. С.42-52.
18. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. М.: Наука, 1972.
19. Байрамов А. Н. Системный анализ напряжённо-циклического режима работы основного оборудования водородного энергетического комплекса в комбинировании с АЭС // *Труды академэнерго*. 2017. №1. С.71-96
20. Bairamov A.N. Life cycle assessment of hydrogen energy facility by criterion for maximum load frequency // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. pp. 5696-5703
21. Bairamov A.N. Efficiency Assessment of Hydrogen Production Systems under Fatigue Wear Conditions // *Journal of Physics: Conference Series*. 1683 (2020). 042009.
22. Машиностроение: энциклопедия по машиностроению / Ред. совет: К. В. Фролов и др. Т. II-1. М.: Машиностроение, 2010. 852с.
23. Когаев В.П., Махутов Н.А., Гусекнов А.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность. М.: Машиностроение, 1985. 223с.
24. Павлов П.А. Основы инженерных расчетов элементов машин на усталость и длительную прочность. Л.: 1988, 252с.
25. Трощенко В.Т., Покровский В. В., Прокопенко А.В. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении. Киев: Наукова думка, 1987. 256с.
26. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. М.: Наука, 1974. 640с.
27. Лашинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры / Под редакцией Н.Н. Логинова Л.: Машиностроение, 1970. 752с.
28. Костюк А.Г. Динамика и прочность турбомашин. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 476с.
29. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В. Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // *Теплоэнергетика*. 2019. №3. С.57-71
30. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Тепловые и атомные электростанции: конкурентоспособность в новых экономических условиях // *Теплоэнергетика*. 2017. № 5. С. 5–15.
31. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С. и др. Стратегические перспективы электроэнергетики России // *Теплоэнергетика*. 2017. № 11. С. 40-52.

Авторы публикации

Аминов Рашид Зарифович – д-р. техн. наук, руководитель Отдела энергетических проблем СНЦ РАН.

Байрамов Артем Николаевич – канд. техн. наук, старший научный сотрудник Отдела энергетических проблем СНЦ РАН.

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2035g*. Pravitel'stvo Rossijskoj federacii. Moskva. 2020. 79p.
2. Golovin RA. *Strategiya deyatel'nosti Goskorporacii «Rosatom»*. М.: 2018.
3. Aminov RZ, Bajramov AN. *Kombinirovanie vodorodnyh energeticheskikh ciklov s atomnymi elektrostanciyami*. М.: Nauka, 2016. 254p.
4. Aminov RZ, Yurin VE, Egorov AN. *Kombinirovanie AES s mnogofunkcional'nyimi energeticheskimi ustanovkami*. М.: Nauka. 2018. 238p.
5. Bajramov AN, Kirichkov VS. Obosnovanie komponovochnykh reshenij kombinirovaniya AES s vodorodnym energeticheskim kompleksom po kriteriyu minimal'nogo riska. *Trudy Akademenergo*. 2018;1:57-71.

6. Aminov RZ, Bajramov AN. *Sistema szhiganiya vodoroda dlya paro-vodorodnogo peregreva svezhego para v cikle atomnoj elektricheskoy stancii*. Patent RF №2427048. 20.08.2011, Byul. № 23. Dostupno po: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ssylka aktivna na 12 yanvarya 2021.
7. Aminov RZ, Schastlivcev, Bajramov AN. Eksperimental'naya ocenka doli neproreagirovavshogo vodoroda pri szhiganii v srede kisloroda. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*. 2020;7-18(330-341):68-79.
8. Aminov RZ, Schastlivtsev AI and Bayramov AN. *Experimental Evaluation of the Composition of the Steam Generated during Hydrogen Combustion in Oxygen*. High Temperature. 2020;58(3):410-416. doi: 10.1134/S0018151X20030013.
9. Aminov RZ, Bajramov AN, Egorov AN. *Turbinnaya ustanovka atomnoj elektrostancii (varianty)*. Patent RF № 2459293. 20.08.2012, Byul. № 23. Dostupno po: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ssylka aktivna na 12 yanvarya 2021.
10. Aminov RZ, Egorov AN. Razrabotka differencial'nyh uravnenij vyrabotki energii pri dopolnitel'nom podvode tepla vo vlazhno-parovyh ciklah AES. *Vestnik SGTU*. 2011;1(54):18–25.
11. Egorov AN, Yurin VE. Sravnitel'naya ocenka effektivnosti AES s ispol'zovaniem satellitnoj turbiny. *Vestnik SGTU*. 2012;4:145–149.
12. Aminov RZ, Egorov AN. Metodika ocenki termodinamicheskoy effektivnosti dopolnitel'nogo podvoda tepla vo vlazhno-parovyh ciklah AES. *Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki*. 2011;11–12:20–29.
13. Aminov RZ, Egorov AN, Yurin VE. Rezervirovanie sobstvennykh nuzhd AES v usloviyakh polnogo obestochivaniya na osnove vodorodnogo cikla. *Atomnaya energiya*. 2013;4(114):234-236.
14. Bairamov AN. Evaluation of the operating resource of the most loaded rotor element of the additional steam turbine with steam-hydrogen overheat of the working fluid at a nuclear power station. *Journal of Physics: Conference Series*. 2017;891:012252:1-9. doi :10.1088/1742-6596/891/1/012252.
15. Bajramov AN, Aminov RZ. *Sistema bezopasnogo ispol'zovaniya vodoroda pri povyshenii moshchnosti AES vyshe nominal'noj*. Patent RF № 2736603. Opubl. 19.11.2020. Byul. № 32. Dostupno po: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet. Ssylka aktivna na 12 yanvarya 2021.
16. Tarasov OV, Kiselev AE, Filippov AS. I dr. Razrabotka i verifikaciya modeli rekombinatorov RVK-500, -1000 dlya modelirovaniya zashchitnoj obolochki AES s VVER metodami vychislitel'noj gidrodinamiki. *Atomnaya energiya*. 2016;3(121):131-136.
17. Aminov RZ, Bajramov AN. Ocenka sistemnoj effektivnosti vodorodnogo kompleksa na osnove zamknutogo vodorodnogo cikla. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*. 2019;22-27:42-52.
18. Vargaftik N.B. *Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostej* / Vargaftik N.B. M.: Nauka, 1972.
19. Bajramov AN. Sistemnyj analiz napryazhyonno-ciklicheskogo rezhima raboty osnovnogo oborudovaniya vodorodnogo energeticheskogo kompleksa v kombinirovanii s AES. *Trudy akademenergo*. 2017;1:71-96.
20. Bairamov AN. Life cycle assessment of hydrogen energy facility by criterion for maximum load frequency. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;5696-5703. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.008>.
21. Bairamov AN. Efficiency Assessment of Hydrogen Production Systems under Fatigue Wear Conditions. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020;1683. 042009. doi:10.1088/1742-6596/1683/4/042009.
22. *Mekhanika razrusheniya i prochnost' materialov: spravocnoe posobie*. Pod obshch.red. VV. Panasyuka. Kiev: Nauk. dumka, 1990;4:680.
23. *Mashinostroenie: enciklopediya po mashinostroeniyu*. Red. sovet: K.V.Frolov i dr.T.II-1. M.:Mashinostroenie, 2010. 852p.
24. Kogaev VP, Mahutov NA, Guseknov AP. *Raschety detalej mashin i konstrukcij na prochnost' i dolgovechnost'*. M.: Mashinostroenie, 1985. 223p
25. Pavlov PA. *Osnovy inzhenernykh raschetov elementov mashin na ustalost' i dlitel'nyuyu prochnost'*. L.:1988, 252p.
26. Troshchenko VT, Pokrovskij VV, Prokopenko AV. *Treshchinostojkost' metallov pri ciklicheskom nagruzhении*. Kiev: Naukova dumka, 1987. 256p.
27. Cherepanov GP. *Mekhanika hrupkogo razrusheniya*. M.: Nauka, 1974. 640p.
28. Lashchinskij AA, Tolchinskij AR. *Osnovy konstruirovaniya i rascheta himicheskoy apparatury*. Pod redakciej Loginova NN. L.: Mashinostroenie, 1970. 752p.
29. Kostyuk AG. *Dinamika i prochnost' turbomashin*. 3-e izd. pererab. i dop. M.: Izdatel'skij dom MEI, 2007. 476p.

30. Aminov RZ, Bajramov AN, Garievskij MV. Ocenka sistemnoj effektivnosti atomno-vodorodnogo energeticheskogo kompleksa. *Thermal Engineering*. 2019;3:57-71.

31. Aminov RZ, Shkret AF, Garievskij MV. Teplovye i atomnye elektrostancii: konkurentosposobnost' v novyh ekonomicheskikh usloviyah. *Thermal Engineering*. 201;5:5–15.

32. Makarov AA, Veselov FV, Makarova AS. i dr. Strategicheskie perspektivy elektroenergetiki Rossii. *Thermal Engineering*. 2017;11:40-52.

Authors of the publication

Aminov Rashid Zarifovich – Saratov Scientific Center RAS Department of Energy Problems, Saratov, Russia.

Bairamov Artem Nikolaevich – Saratov Scientific Center RAS Department of Energy Problems, Saratov, Russia.

Получено

03 марта 2021г.

Отредактировано

04 марта 2021г.

Принято

04 марта 2021г.