

УДК 62-622:621.039

ОЦЕНКА СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС В КОМБИНИРОВАНИИ С ВОДОРОДНЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ

© 2019 г. Р. З. Аминов¹, *, А. Н. Байрамов¹¹Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН, Саратов, Россия

*e-mail: oerpran@inbox.ru

Поступила в редакцию 11.07.2017 г.

В статье предложены варианты схем комбинирования атомной электростанции (АЭС) с водородным энергетическим комплексом с целью обеспечения базовой электрической нагрузкой станции, повышения номинальной мощности энергоблока с выработкой пиковой электроэнергии, а также повышения надежности электроснабжения собственных нужд в условиях крупной системной аварии. По одной из предложенных схем водород и кислород, выработанные в ночные внепиковые часы электрической нагрузки с потреблением электроэнергии от АЭС, используются для перегрева свежего пара перед цилиндром высокого давления паровой турбины. По второму варианту рассматривается установка дополнительной паровой турбины с вытеснением греющего пара для промперегрева за счет окисления водорода кислородом. При этом вытесненный греющий пар срабатывает в дополнительной паровой турбине. Оба варианта сравниваются по конкурентоспособности с ГТУ по затратам на производство пиковой электроэнергии при прогнозных ценах на ядерное и газообразное топливо.

Ключевые слова: водородный энергетический комплекс, атомная электростанция, пароводородный перегрев, дополнительная паровая турбина, системная эффективность

DOI: 10.1134/S0002331019010059

Программой развития атомной энергетики России предусмотрено существенное увеличение доли 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. Наряду с продолжением строительства атомных электростанций с традиционными реакторами на тепловых нейтронах сооружаются атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах и соответствующие предприятия замкнутого топливного цикла. Так, например, продолжается строительство девяти новых энергоблоков на имеющихся и новых площадках АЭС: один блок на Белоярской АЭС, два блока на Ростовской АЭС, два блока на Нововоронежской АЭС-2 и четыре блока на Ленинградской АЭС-2, а также модернизация действующих энергоблоков атомных станций в рамках программы продления эксплуатационного ресурса [1].

Традиционно атомные электрические станции используются в базисной части графика нагрузок, этому способствуют два важных обстоятельства [2, 3]:

1. Высокий уровень капиталовложений, более низкая по сравнению с прочими тепловыми электростанциями себестоимость производимой электроэнергии вследствие низкой доли топливной составляющей.

2. Технические сложности разгрузки и последующего набора мощности, возникающие в некоторые периоды топливного цикла на АЭС, обусловленные ксеноновым

отравлением активной зоны реактора. К тому же, работа в базовом режиме стабилизирует показатели надежности АЭС на достаточно высоком уровне и способствует обеспечению длительности ресурса дорогостоящего оборудования. 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.

Однако увеличение доли АЭС в энергосистемах может привести к необходимости их разгрузки в связи с чем это обуславливает поиск необходимых потребителей. Так, прогнозируется увеличение доли выработки электроэнергии на АЭС до 21% [1].

Традиционно для выравнивания нагрузки АЭС предполагается использование гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) с целью потребления внепиковой и выработки пиковой электроэнергии. Но поскольку их сооружение требует специальных природных условий и, как правило, “вблизи” АЭС невозможно, то это предполагает их зарядку из энергосистемы. В этом случае ночной тариф на электроэнергию заметно превышает себестоимость электроэнергии АЭС, что существенно влияет на стоимость производимой пиковой электроэнергии ГАЭС. В этой связи необходима разработка конкурентоспособных альтернативных технологий аккумулирования электроэнергии. Одной из таких технологий может оказаться использование водородного энергетического комплекса, преимуществом которого является возможность потребления электроэнергии непосредственно от АЭС по себестоимости в часы ночного минимума электропотребления с выработкой водорода и кислорода посредством электролиза воды и их аккумулированием в системе хранения. В часы пиковой электрической нагрузки водород и кислород при помощи дожимных компрессорных установок поршневого типа подаются в камеру сгорания и затем полученный водяной пар в цикл паротурбинной установки с повышением номинальной мощности энергоблока [4–17].

Это обуславливает возможность участия АЭС с водородным энергетическим комплексом в покрытии пиковой электрической нагрузки. В этой связи выполнена оценка системной эффективности и конкурентоспособности такого варианта.

Эффективно выработка пиковой электроэнергии на АЭС за счет паротурбинного водородного цикла может осуществляться при использовании паро-водородного перегрева свежего пара (рис. 1 на примере энергоблока К-1000-60/1500) [7, 8, 16, 17, 26].

Для этого высокотемпературный пар, полученный в результате окисления водорода в кислородной среде, смешивается со свежим паром из парогенераторов АЭС. Это приводит к повышению температуры рабочего тела перед паровой турбиной, а также расхода рабочего тела, что на действующих электростанциях может потребовать модернизацию паротурбинного оборудования и, в первую очередь, цилиндров высокого давления, а также электротехнической части. Применение паро-водородного перегрева на существующих турбоагрегатах К-1000-60/1500 возможно только в пределах их перегрузочной способности¹.

Возможен также вариант с установкой постоянно действующей дополнительной паровой турбины, что позволяет не только увеличить маневренность атомной станции, получить дополнительную пиковую мощность, но и повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в условиях крупных системных аварий. В случае аварийной остановки реактора и обесточивания АЭС пар, получаемый за счет остаточных тепловыделений будет направлен в дополнительную паровую турбину для выработки электроэнергии на поддержание собственных нужд [18–20].

На рис. 2 приведена принципиальная схема комбинирования АЭС с водородным энергетическим комплексом и дополнительной паровой турбиной [21].

Дополнительная паровая турбина всегда находится в работе.

¹ Для турбоустановок АЭС, выполненных по существующим проектам, предусмотрена возможность увеличения мощности в пределах 100 МВт без переоблапачивания.

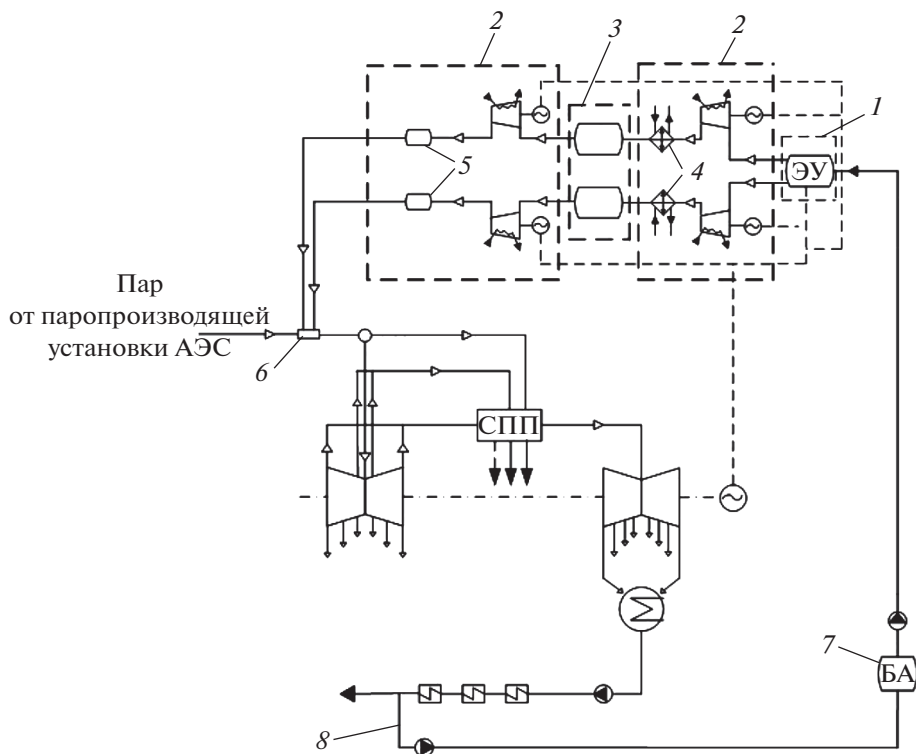


Рис. 1. Принципиальная схема паротурбинного водородного цикла на АЭС: (1) система электролиза воды; (2) система компримирования водорода и кислорода; (3) система хранения водорода и кислорода на основе емкостей; (4) конечные охлаждающие теплообменники; (5) промежуточные емкости водорода и кислорода; (6) "узел" паро-водородного перегрева свежего пара паропроизводящей установки АЭС; (7) бак-аккумулятор; (8) рециркуляция добавленного рабочего тела.

В номинальном режиме работы за счет использования камеры сгорания 7 путем двухступенчатого окисления водорода кислородом с последующим смешением полученного высокотемпературного пара с основным [10] вытесненный греющий пар, предназначенный для промпрегрева поступает в дополнительную паровую турбину. Камера сгорания 6 при этом не задействована в работе. Возможны варианты, когда вытеснение греющего пара происходит как частично, так и полностью в зависимости от мощности, которую необходимо получить на дополнительной паровой турбине.

В пиковом режиме осуществляется паро-водородный перегрев свежего пара перед цилиндром высокого давления дополнительной паровой турбины до температуры 540°C, что существенно повышает термодинамическую эффективность дополнительной паровой турбины и энергоблока АЭС в целом. Камеры сгорания 6 и 7 задействованы в работе.

После окончания работы в пике паро-водородный перегрев свежего пара прекращается и работа дополнительной паровой турбины возвращается к номинальным параметрам с дальнейшим переходом в режим горячего вращающегося резерва в ночной период. В этой связи вопросы прочности ротора дополнительной паровой турбины с учетом циклической усталости вследствие чередования режимов работы рассмотрены в [21].

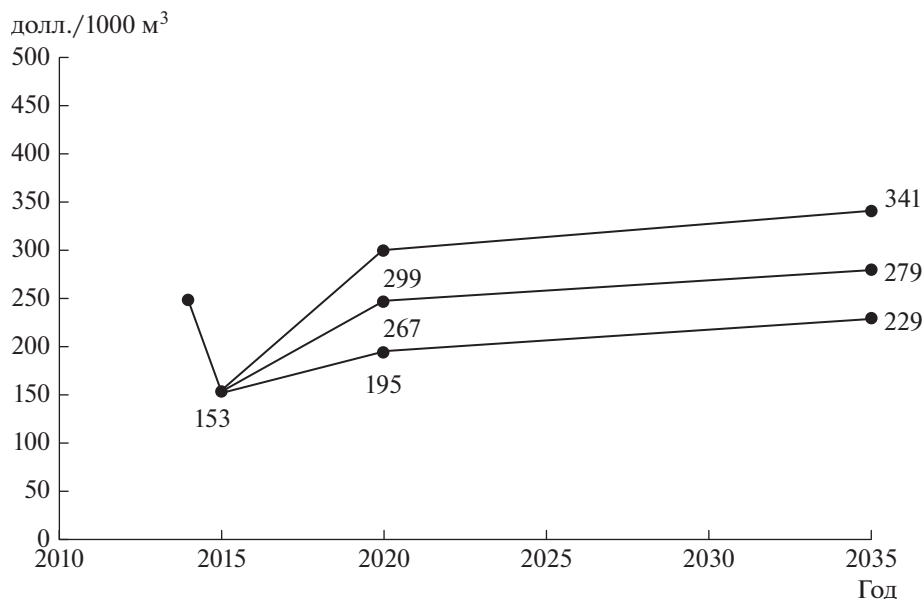


Рис. 3. Прогноз равновесных цен на газ для Европейской части России.

0.356 кг у.т./кВт ч [22]. Стоимость данной ГТУ по данным НПО “Сатурн” порядка 33630 руб./кВт.

В сравниваемых вариантах учтены все необходимые эксплуатационные затраты.

По ГТУ учтены топливные затраты, амортизационные и ремонтные издержки, а также издержки на оплату труда и прочие издержки.

Стоимость газообразного и ядерного топлива взята на основании прогнозов ИНП РАН, а также по данным [23]. Так, согласно ИНП РАН цена газообразного топлива на 2020 г на уровне 115 долл./1000 м³, цена ядерного топлива 8 долл./МВт ч или 64 долл./т у.т. На перспективу до 2035 г. цена газообразного топлива на уровне 195 долл./1000 м³, цена ядерного топлива 10.6 долл./МВт ч или 86.4 долл./т у.т.

Прогнозные равновесные цены на газообразное топливо по данным [23] приведены на рис. 3 для европейской части России по трем сценариям.

На 2020 г. цена ядерного топлива на уровне 2.5 долл./МВт ч или 20 долл./т у.т. На перспективу до 2035 г. цена ядерного топлива — 3.3 долл./МВт ч или 27 долл./т у.т. [23].

По водородному энергетическому комплексу учтены эксплуатационные затраты на электролиз, компримирование, хранение водорода и кислорода в цилиндрических емкостях подземного расположения [24–26], камеру сгорания, оплату труда обслуживающего персонала. В частности, по электролизу учтены затраты на потребляемую электроэнергию от АЭС по себестоимости на уровне 0.89 – 1.97 руб./кВт·ч при прогнозных ценах ядерного топлива на 2020 г. по данным [23] и ИНП РАН соответственно и 1.06–2.52 руб./кВт ч при прогнозных ценах ядерного топлива на 2035 г. по данным [23] и ИНП РАН соответственно. Перспективный КПД электролизных установок принят на уровне 80% и удельный расход электроэнергии с учетом прерывистого режима работы 39.77 кВт ч/кг Н₂ в отличие от непрерывного режима работы 41.66 кВт ч/кг [4, 6, 26]. Также учтены затраты на электролит, продувку азотом, амортизационные и ремонтные издержки. Удельные капиталовложения в энергоблок АЭС приняты 2500 долл./кВт (в ценах 2013 г.) [23, 27].

Учтены затраты на потребляемую электроэнергию, смазывающее масло, амортизационные и ремонтные издержки по компримированию. По хранению водорода и кислорода учтены амортизационные и ремонтные издержки металлических емкостей цилиндрического типа, а также затраты по подземной выработке, бетонированию и гидроизоляции [24–26]. Также учтены амортизационные издержки по камере сгорания.

Удельные капиталовложения в электролизные установки мощностью 50 МВт составили порядка 7000 руб./кВт с учетом автоматики и сооружению крытых помещений [8, 26].

Удельные капиталовложения в водородные и кислородные компрессорные установки поршневого типа на основе данных ООО “Компрессорный завод” (г. Краснодар) порядка 3650–3200 руб./кВт при мощности компрессоров 2600–3400 кВт соответственно [8, 26].

Удельные капиталовложения в систему хранения на основе металлических емкостей объемом 800 м³ при их подземном расположении на глубине 100 м с учетом затрат подземной выработки, бетонирования и гидроизоляции на уровне 18750 руб./м³ при давлении аккумулирования 4 МПа [24–26].

Оценка приведенных удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания выполнялась по выражению, руб./кВт (тепл.):

$$k_{\text{КСН}_2} = k_{\text{КСН}_2}^6 \left(\frac{Q_{\text{КСН}_2}^6}{Q_{\text{КСН}_2}} \right)^{1-b},$$

где $k_{\text{КСН}_2}^6$ — базовое значение удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания, руб./кВт; $Q_{\text{КСН}_2}^6$ — базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания, кВт; $Q_{\text{КСН}_2}$ — данная тепловая мощность водород-кислородной камеры сгорания, кВт; b — аппроксимирующий показатель степени (принят равным 0.8).

Базовое значение удельных капиталовложений в водород-кислородную камеру сгорания приняты как 20% от удельных капиталовложений в ГТЭ-110 и составили ~6960 руб./кВт. Базовое значение тепловой мощности водород-кислородной камеры сгорания 20 МВт.

Оценка приведенных удельных капиталовложений в дополнительную паровую турбину с учетом электрогенератора и конденсатора выполнялась по аналогичному выражению при базовых значениях удельных капиталовложений на уровне 16000 руб./кВт и базовом значении мощности 4 МВт и составили 8560 и 7500 руб./кВт при электрической мощности турбины 90 и 175 МВт соответственно. При этом электрическая мощность в 90 МВт соответствует схеме с полным вытеснением греющего пара на первую ступень промперегрева и в 175 МВт — с полным вытеснением греющего пара на первую и вторую ступени промперегрева.

На рис. 4а и 4б приведены результаты оценки себестоимости пиковой электроэнергии для варианта схемы рис. 1 при прогнозной стоимости топлива на 2020 г. и 2035 г. соответственно на примере продолжительности участия в покрытии пиковой нагрузки 3 ч. На рис. 4в и 4г приведены аналогичные результаты оценки себестоимости пиковой электроэнергии для варианта схемы рис. 2 при прогнозной стоимости топлива на 2020 и 2035 г. соответственно. Дополнительно в таблице 1 приведены результаты оценки себестоимости пиковой электроэнергии при продолжительности участия в покрытии пиковой нагрузки рассматриваемых генерирующих источников 5 и 8 ч.

Следует отметить, что использование ГТУ в качестве пикового генерирующего источника вместо водородного комплекса на базе внепиковой энергии АЭС сопряжено с обязательной разгрузкой атомной станции. Как показано в [23, 4] это не эффективно.

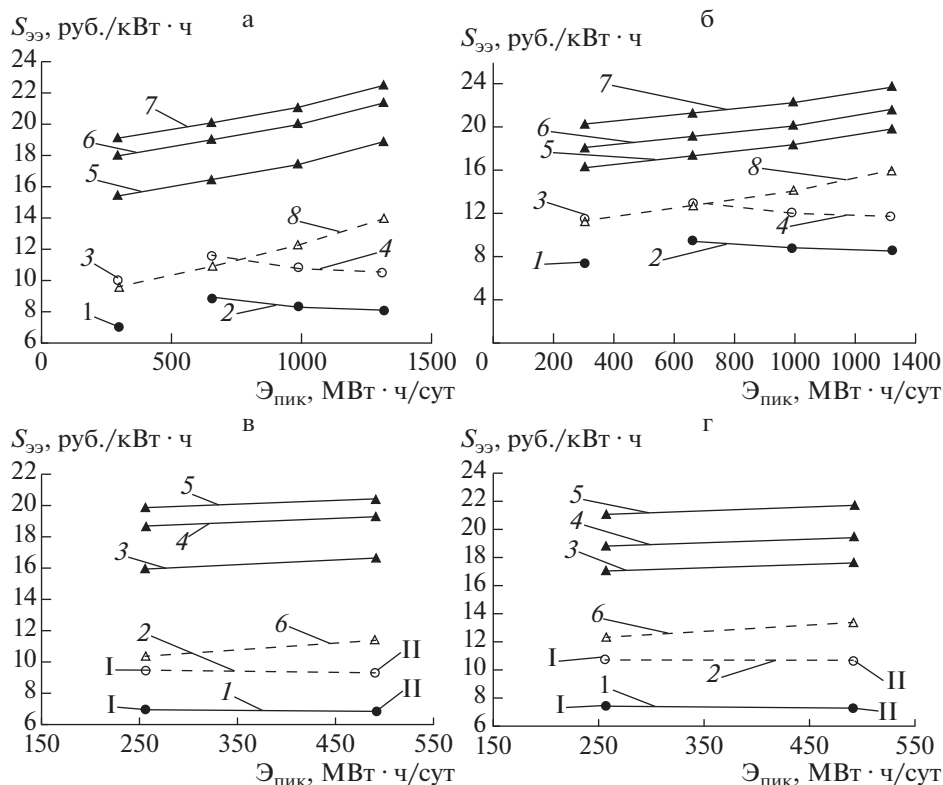


Рис. 4. Оценка себестоимости пиковой электроэнергии АЭС в комбинации с водородным энергетическим комплексом и ГТУ на примере продолжительности участия в покрытии пиковой нагрузки 3 ч: рис. (а) и (б) к схеме рис. 1: (1, 3) – АЭС в комбинации с водородным энергокомплексом при использовании форсировочных возможностей основной турбины; (2, 4) – АЭС в комбинации с водородным энергокомплексом при мощности основной турбины превышающей форсировочные возможности; (5–8) – ГТУ; рис. (в) и (г) к схеме рис. 2: (1, 2) – АЭС в комбинации с водородным энергокомплексом; (3–6) – ГТУ; I – полное вытеснение греющего пара на 1-ю ступень промперегрева; II – полное вытеснение греющего пара на 1-ю и 2-ю ступени промперегрева.

Условные обозначения: —, ● — цены на топливо по данным [23]; - - -, ○ — цены на топливо по данным ИНП РАН.

но, т.к., себестоимость электроэнергии АЭС при разгрузке возрастает более, чем на 10% (рис. 5).

Таким образом, отказ от аккумулирования ночной внепиковой электроэнергии АЭС за счет выработки водорода и кислорода электролизом воды в пользу использования ГТУ в период пиковой нагрузки связан с разгрузкой атомной станции. При этом в варианте с использованием ГТУ учтены дополнительные затраты от разгрузки АЭС, определенные по выражению, руб./год:

$$\Delta Z = \Delta N_{разгр}^{АЭС} \tau_{внеп} \eta_{акк.ЭЭ} S_{ЭЭ}^{ГТУ} - \Delta B_{я.т.} \tau_{внеп} \Pi_{я.т.} + \Delta S_{ЭЭ}^{АЭС} \Delta N_{разгр}^{АЭС} \tau,$$

где $\Delta N_{разгр}^{АЭС}$ – мощность, на которую разгружается АЭС, кВт; $\tau_{внеп}$ – продолжительность аккумулирования ночной внепиковой электроэнергии АЭС за счет выработки

Таблица 1. Оценка себестоимости пиковой электроэнергии АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом по сравнению с ГТУ при продолжительности участия в покрытии пиковой нагрузки 5 и 8 ч

Суточная выработка пиковой электроэнергии, МВт ч/сут				Себестоимость электроэнергии АЭС в комбинировании с водородным комплексом, руб./кВт ч								Себестоимость электроэнергии ГТУ, руб./кВт ч			
				Схема рис. 1				Схема рис. 2							
по схеме рис. 1		по схеме рис. 2		2020 г.	2035 г.	2020 г.	2035 г.	2020 г.				2035 г.			
Прогнозные цены на ядерное и газообразное топливо по данным [23]															
$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{5 ч}}$	$\tau_{\text{пик}}^{\text{8 ч}}$		
500	800	425	684	6.58	6.32	7.04	6.78	6.2	5.75	6.59	6.13	12.32–15.92/ 12.35–16.08	11.42–15.0/ 10.72–14.44	13.15–17.05/ 13.1–17.14	12.36–16.25/ 11.65–15.69
1100	1760	819	1313	7.55	6.75	7.97	7.17	6.14	5.75	6.53	6.13	14.9–18.52/ 13.42–17.2	22.81–26.42/ 13.2–16.9	15.17–19.69/ 14.36–18.45	23.98–27.9/ 14.2–18.3
1650	2640	–	–	7.04	–	7.42	–	–	–	–	–	18.59–22.2	–	19.06–23.59	–
2200	–	–	–	6.83	–	7.2	–	–	–	–	–	33.28–36.9	–	34.02–38.55	–
Прогнозные цены на ядерное и газообразное топливо по данным ИНП РАН															
500	800	425	684	9.48	9.22	10.95	10.69	8.66	8.2	9.9	9.44	6.58/6.96	5.88/5.4	8.13/8.43	7.55/7.27
1100	1760	819	1313	10.21	9.42	11.57	10.78	8.62	8.2	9.89	9.44	11.28/8.2	19.1/8.1	13.71/10.1	21.69/10.1
1650	2640	–	–	9.49	–	10.73	–	–	–	–	–	15.69	–	18.42	–
2200	–	–	–	9.21	–	10.42	–	–	–	–	–	32.35	–	36.06	–

* Для варианта с ГТУ значения себестоимости электроэнергии слева от наклонной черты учитывают дополнительные затраты от разгрузки АЭС по схеме на рис. 1, а справа от наклонной черты — по схеме на рис. 2.

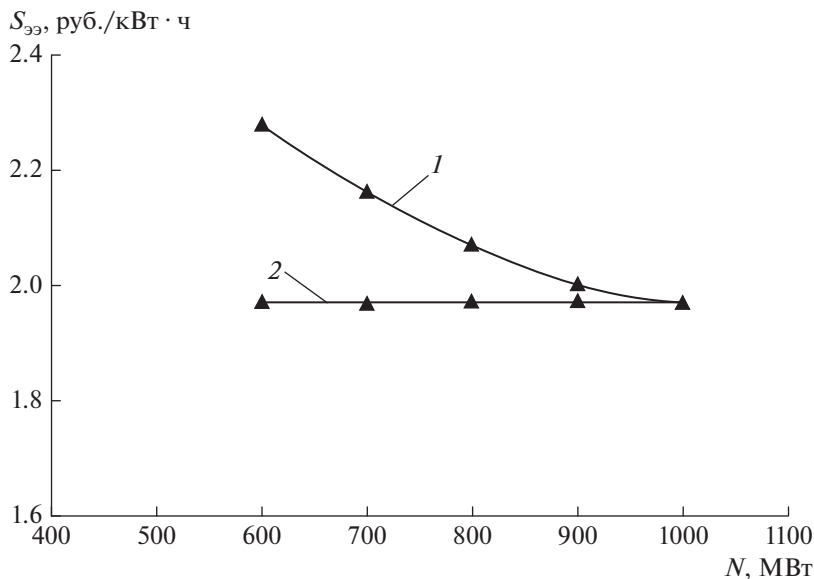


Рис. 5. Себестоимость отпускаемой электроэнергии энергоблоком АЭС электрической мощностью 1000 МВт в зависимости от уровня мощности, отдаваемой в энергосистему: (1) — себестоимость электроэнергии АЭС в режиме разгрузки с использованием ГТУ для прохождения пика электрической нагрузки; (2) — себестоимость электроэнергии АЭС в базовом режиме с учетом выработки водорода и кислорода.

водорода и кислорода, ч/год; τ — годовое число часов работы энергоблока АЭС с базовой нагрузкой, ч/год; $\eta_{\text{акк.}\text{ЭЭ}}$ — коэффициент полезного преобразования аккумулированной ночной внепиковой электроэнергии в пиковую за счет водорода и кислорода; $S_{\text{ЭЭ}}^{\text{ГТУ}}$ — себестоимость электроэнергии ГТУ, руб./кВт ч; $\Delta B_{\text{я.т.}}$ — абсолютная величина снижения расхода ядерного топлива на АЭС в результате разгрузки, кг у.т./ч; $\Pi_{\text{я.т.}}$ — стоимость ядерного топлива, руб./кг у.т.; $\Delta S_{\text{ЭЭ}}^{\text{АЭС}}$ — прирост себестоимости электроэнергии АЭС в результате разгрузки, руб./кВт ч.

Так, в рассмотренных вариантах комбинирования АЭС с водородным энергетическим комплексом величина разгрузки атомной станции рассмотрена в диапазоне от 130 до 800 МВт. Продолжительность аккумулирования ночной внепиковой электроэнергии на примере 7 ч/сут при общем рабочем числе суток в году равным 335 с учетом останова энергоблока в плановый ремонт. Годовое число часов работы энергоблока с базовой нагрузкой 8040 ч/год. Коэффициент полезного преобразования в пиковую электроэнергию для рассмотренных схем комбинирования АЭС с водородным комплексом при перспективном значении КПД процесса электролиза на уровне 80% находится в диапазоне 31.2–40%. Электрический КПД энергоблока АЭС брутто для рассмотренных схем комбинирования составляет 34.2–39.0%.

Величина химического недожога при окислении водорода кислородом принята на уровне не более 2%. При этом в процессе расширения водяного пара с некоторой долей образовавшихся в результате диссоциации атомарных компонентов таких как OH, H, O учитывается их рекомбинация в H_2O [26] с целью недопущения образования в конденсаторе гремучей смеси. Дополнительно может использоваться система магнитной сепарации, установленная перед конденсатором, позволяющая задерживать и удалять из цикла остаточный нерекombинированный водород [28–30].

Таким образом, как видно из рис. 4 и табличных данных вариант с разгрузкой АЭС с целью прохождения пика электрической нагрузки за счет ГТУ в ряде случаев не эффективен. Более того, данный вариант приводит к росту затрат при использовании ГТУ в зависимости от глубины разгрузки АЭС.

Отдельно следует заметить, что разгрузка АЭС связана с возможностью попадания реактора в “йодную яму”, особенно это относится к конечной стадии очередного топливного цикла, когда запас реактивности минимален, что вызовет дополнительное снижение мощности энергоблока и связанный с этим риск от недовыработки электроэнергии атомной станцией.

ВЫВОДЫ

1. В условиях увеличения доли АЭС в энергосистемах европейской части страны необходим поиск потенциальных возможных потребителей-регуляторов с целью обеспечения станции базисной электрической нагрузкой. Одним из таких потребителей наряду с ГАЭС может являться водородный энергетический комплекс с получением водорода и кислорода методом электролиза воды. При этом работа АЭС в базовом режиме стабилизирует показатели надежности на достаточно высоком уровне, способствует обеспечению длительности ресурса дорогостоящего оборудования, а также позволяет избежать технических сложностей разгрузки и последующего набора мощности, возникающие в некоторые моменты топливного цикла обусловленные ксеноновым отравлением активной зоны реактора.

2. При обеспечении АЭС базисной электрической нагрузкой за счет выработки водорода и кислорода достигаются наименьшие затраты по сравнению с вариантом ГТУ при прохождении пиков электрической нагрузки в энергосистеме. Это связано с разгрузкой атомной станции, что снижает ее эффективность и приводит к дополнительному увеличению затрат. Как показали выполненные оценки с учетом прогнозов на ядерное и газообразное топливо, в том числе по данным ИНП РАН, себестоимость электроэнергии варианта с установкой ГТУ может превышать в некоторых случаях в 2–3.5 раза себестоимость электроэнергии водородного комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. / Министерство энергетики Российской Федерации. Москва, 2014 г. 263 с.
2. Аминов Р.З. и др. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность. М.: Энергоатомиздат, 1990. 264 с.
3. Кузнецов Н.М., Канаев А.А., Конн И.З. Энергетическое оборудование блоков АЭС. 2-е изд. Л.:Машиностроение, 1987. 279 с.
4. Aminov R.Z., Bairamov A.N. Performance evaluation of hydrogen production based on off-peak electric energy of the nuclear power plant // International journal of hydrogen energy. 2017. № 42. P. 21617–21625.
5. Aminov R.Z., Schastlivtsev A.I., Bairamov A.N. On the issue of investigating the kinetics of processes in dissociated water steam // International journal of hydrogen energy. 2017. № 42. P. 20843–20848.
6. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка конкурентной эффективности получения водорода методом электролиза воды на основе внепиковой электроэнергии // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 84–90.
7. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Системная эффективность водородных циклов на основе внепиковой электроэнергии АЭС // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 4. С. 52–61.
8. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Шацкова О.В. Оценка эффективности водородных циклов на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Теплоэнергетика. 2009. № 11. С. 41–45.
9. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Системные задачи развивающейся атомной энергетики и некоторые пути их решения // Сборник научных трудов по результатам научно-практич. конф. “Национальный конгресс по энергетике”, 8–12 сентября, 2014 г., Казань, КГЭУ. С. 12–23.
10. Пат. 2427048 Российская Федерация, МПК⁷ F 22B 1/26, G 21D5/16, F 01K3/18. Система сжигания водорода для паро-водородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической

- станции / Аминов Р.З., Байрамов А.Н.; заявители и патентообладатели Аминов Р.З., Байрамов А.Н. – № 2009117039/06; заявл. 04.05.2009; опубл. 20.08.2011, Бюл. № 23. 8 с.: ил.
11. Байрамов А.Н. Использование водородных технологий как перспективный путь обеспечения АЭС базисной нагрузкой в условиях неравномерности электрических нагрузок // XI международная научно-практическая конференция “Современные научные исследования: инновации и опыт”, г. Екатеринбург, 16–17 мая 2015 г. С. 5–12.
 12. Байрамов А.Н. Исследование эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // II Международная научно-практическая конференция “Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития”, г. Волгоград, 2015. С. 34–44.
 13. Байрамов А.Н. Study of comparative effectiveness of hydrogen production by water electrolysis based on off-peak power of nuclear power plants // VI International Conference “Global Science and Innovation” Chicago. USA. 18–19 november. 2015. V. 2. P. 94–100.
 14. Байрамов А.Н. Обоснование эффективности режимных условий использования водородного топлива в паротурбинном цикле АЭС (на примере турбоустановки К-1000-60/1500 с реактором типа ВВЭР-1000) // Материалы международной конференции “Новости передовой науки”. София 17–25 мая, 2013. С. 8–15.
 15. 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.
 16. Шпильрайн Э.Э., Сарутов Ю.А., Попель О.С. Применение водорода в энергетике и в энерготехнологических комплексах // Атомно-водородная энергетика и технология. М.: Атомиздат., 1982. Вып. 4. С. 5–22.
 17. Малышенко С.П., Назарова О.В., Сарутов Ю.А. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в энергетике // Атомно-водородная энергетика и технология. М.: Энергоатомиздат., 1986. Вып. 7. С. 105–126.
 18. Аминов Р.З., Юрин В.Е. Режимные особенности использования дополнительной паротурбинной установки, выполняющей функцию аварийного резервирования собственных нужд на блоках АЭС // Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов: сборник научн. тр. по материалам XIII Международной научно-технической конференции. Саратов, 2016. С. 43–47.
 19. 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.
 20. Aminov R.Z., Yurin V.E. Nuclear power plant safety improvement based on hydrogen technologies // Nuclear Energy and Technology. 2015. С. 77–81.
 21. Bairamov A.N. 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 / J. of Physics: Conference Series. 2017. V. 891. 012252. P. 1–9.
 22. Семенов В.Г. и др. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей – Аналитический отчет. Москва, 2004. 127 с.
 23. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Тепловые и атомные электростанции: конкурентоспособность в новых экономических условиях // Теплоэнергетика. 2017. № 5. С. 5–14.
 24. Байрамов А.Н. Техничко-экономические аспекты подземного расположения металлических емкостей хранения водорода и кислорода в составе водородного энергетического комплекса // Труды академэнерго. 2014. № 2. С. 79–86.
 25. Байрамов А.Н. Разработка и обоснование схемы подземного расположения металлических емкостей хранения водорода и кислорода в составе водородного энергетического комплекса // Сб. научн. тр. “Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса”. 2012. Вып. 7. С. 18–27.
 26. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями. М.: Наука, 2016. 254 с.
 27. Макаров А.А. и др. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.
 28. Пат. 2579849 Российская Федерация, МПК⁷ B01D 53/00, B03C 1/02, C01B 3/50 Магнитная сепарация недоокисленного газообразного водорода из среды перегретого водяного пара под давлением с использованием магнитного поля соленоида после системы сжигания в паротурбинном цикле атомных теплоэнергетических установок / заявитель и патентообладатель Байрамов А.Н. № 2015106497/03; заявл. 25.02.2015; опубл. 10.04.2016, Бюл. № 10. 9 с.: ил.
 29. Байрамов А.Н. Разработка схемы улавливания и удаления недоокисленного водорода с использованием магнитного поля соленоида после системы сжигания водорода с кислородом в цикле АЭС // Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплек-

сов: сборник научн. тр. по материалам XIII Международной научно-технической конференции. Саратов, 2016. С. 47–53.

30. Байрамов А.Н. Разработка методических аспектов использования магнитного поля соленоида после системы сжигания водорода с кислородом в цикле АЭС // Проблемы теплоэнергетики: сборник научн. тр. по материалам XII Международной научно-практической конференции. Саратов, 2014. С. 215–220.

Evaluation of Systemic Efficiency of NPP into Combining with Energy Complex Using Hydrogen Fuel

R. Z. Aminov^{a, #} and A. N. Bairamov^a

^a*Department of energy problems of Saratov scientific center of RAS, Russia, Saratov*

[#]*e-mail: oepran@inbox.ru*

In the article was offered variants of the schemes combination NPP with energy complex using hydrogen fuel. Goal is providing NPP by base electric load, increase of nominal power of unit NPP and generate of the peak electricity and also it possible to improve the reliability of the power supply to the needs of a nuclear power plant. In the one scheme hydrogen and oxygen produced in the night off-peak hours of electric load with consumption electricity from NPP and then fresh steam is overheating in front of the high-pressure cylinder using hydrogen and oxygen. In the second scheme considered use of additional steam turbine with the displaced heating steam for intermediate overheating with use hydrogen and oxygen burning. At this the displaced heating steam come and expansion in the additional steam turbine. Both variants of the schemes are comparing with gas turbine plant by criterion of the cost of peak electricity at prognosis costs on nuclear and gaseous fuel.

Keywords: hydrogen energy complex, atomic power station, steam-hydrogen overheat, additional steam turbine, system efficiency