

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА НА АЭС

© 2021 г. Р. З. Аминов^а, А. Н. Байрамов^{а, *, **}

^аСаратовский научный центр РАН, Политехническая ул., д. 77, г. Саратов, 410054 Россия

*e-mail: oepbran@inbox.ru

**e-mail: art2198@yandex.ru

Поступила в редакцию 27.03.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 23.12.2020 г.

Согласно стратегии Госкорпорации “Росэнергоатом” водородная энергетика включена в число приоритетных направлений развития атомной энергетике в России. Для обеспечения базисной нагрузки атомных электрических станций (АЭС) становится актуальной технология производства водорода методом электролиза воды на водородных комплексах в комбинировании с энергоблоками АЭС. Традиционно для этой цели предполагалось использование гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Но их сооружение ограничено природными условиями и вблизи АЭС невозможно, что предполагает их зарядку из энергосистемы по тарифу, в 3–4 раза превышающему себестоимость электроэнергии, производимой на АЭС. Особенностью водородного комплекса является возможность его подземного расположения при незначительном удалении от АЭС с использованием для зарядки электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, по себестоимости. Преимущество подземного размещения заключается в снижении на один-два порядка суммарного риска от взрывов и пожаров смеси водорода с окислителем в случае аварии. Представлена блок-схема использования водорода и кислорода при комбинировании водородного комплекса с АЭС. Приведены масштабы потребления водорода и его чистота по отраслям промышленности на перспективу до 2100 г. Анализируются мировые перспективы развития технологии электролиза воды и возможности производства водорода в России. Выполнено сравнение эффективности получения водорода методами электролиза воды и паровой конверсии природного газа. Прогнозные цены на ядерное топливо и природный газ приняты на перспективу до 2035 г. Показано, что при производстве водорода на базе “провальной” ночной внепиковой электроэнергии возможна работа АЭС без разгрузки энергоблоков, что обеспечивает снижение затрат на получение водорода и его конкурентоспособную себестоимость по сравнению с методом паровой конверсии природного газа.

Ключевые слова: атомная электростанция, водород, водородный энергокомплекс, “провальная” электроэнергия, электролиз воды, паровая конверсия природного газа, чистота водорода

DOI: 10.1134/S0040363621080014

Программой развития атомной энергетики России предусмотрено существенное увеличение доли атомных электрических станций в энергосистемах европейской части страны. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. развитие атомной энергетики и ядерного топливного цикла является стратегической целью [1]. В этой связи в России к 2050 г. ожидается увеличение доли АЭС с 19 до 22% (табл. 1) [2].

Электроэнергия, вырабатываемая на АЭС, используется в базовой части графика нагрузок, чему способствуют следующие обстоятельства:

высокий уровень капиталовложений, более низкая по сравнению с тепловыми электростанциями себестоимость производимой электроэнергии вследствие меньшей доли топливной составляющей;

технические сложности разгрузки энергоблоков и последующего набора мощности в некоторые моменты топливного цикла на АЭС, обусловленные ксеноновым отравлением активной зоны реактора.

При работе в базовом режиме показатели надежности АЭС стабилизируются на довольно высоком уровне, что способствует обеспечению длительного ресурса дорогостоящего оборудования с повышенным значением коэффициента использования установленной мощности. В этой связи вопросы повышения безопасности и эффективности работы АЭС, а также эффективного аккумулирования ночной внепиковой электроэнергии приобретают особую актуальность.

Увеличение доли атомных электростанций в энергосистемах может привести к необходимости

Таблица 1. Распределение установленной мощности N , %, энергосистемы России

Источник электроэнергии	2018 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
ТЭС	64	63	62	60
АЭС	19	19	19	22
ГЭС	17	17	17	15
ВИЭ	—	1	2	3

Примечание. ТЭС – тепловая электростанция; ГЭС – гидроэлектростанция; ВИЭ – возобновляемый источник энергии.

их разгрузки преимущественно во внепиковые часы графика электрических нагрузок либо в течение суток вследствие привлечения их к первичному регулированию частоты электрического тока. При этом следует иметь в виду, что изменение мощности АЭС влияет на экономические показатели, надежность и безопасность эксплуатации ее оборудования. Очевидно, что увеличение доли электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, может привести к необходимости с их помощью обеспечить регулирование графика нагрузки энергообъединения. Поэтому одной из первоочередных задач является адаптация энергоблоков АЭС к работе при переменных нагрузках [3, 4].

К настоящему времени водородная энергетика включена в число приоритетных направлений Энергетической стратегии развития России до 2035 г., а также в число приоритетных задач развития атомной энергетики [1, 2]. Для обеспечения базисной нагрузки АЭС предполагалось использовать гидроаккумулирующие электростанции. Но их сооружение сопряжено с серьезными проблемами, рисками и ущербами и требует специальных природных условий. Как правило, размещение ГАЭС вблизи АЭС невозможно, поэтому их зарядка предполагается из энергосистемы по тарифу, в 3–4 раза превышающему себестоимость электроэнергии, выработанной на АЭС. В этой связи становится актуальной технология производства водорода методом электролиза воды путем создания водородного комплекса в комбинировании с энергоблоками АЭС как единого энергокомплекса [5, 6]. Особенностью водородного комплекса является расположение основного оборудования и трубопроводов под землей при незначительном удалении от АЭС с возможностью зарядки с помощью электроэнергии, выработанной на АЭС, по себестоимости [7]. Преимущество подземного размещения заключается в снижении суммарного риска от взрывов и пожаров смеси водорода с окислителем на один-два порядка в случае аварии. Выработанные при электролизе воды водород и кислород могут быть использованы для производства пиковой элек-

троэнергии на АЭС либо реализованы как товарная продукция [5]. Основные пути применения электролизного водорода приведены на рис. 1.

ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ВОДОРОДА В МИРЕ И РОССИИ

Существующие способы производства водорода базируются на использовании в качестве исходного сырья природного газа, угля, воды и некоторых других водородсодержащих веществ. На рис. 2 показано долевое участие различных исходных ресурсов в производстве водорода в мире [8].

По различным прогнозам в XXI в. ожидается резкий рост спроса на водород в связи с увеличением глубины переработки нефти, развитием производства аммиака, метанола, облагороженного (например, из сланцев или битуминозных песков) и синтетического (в первую очередь, из угля) жидкого топлива, прямого получения качественного железа. Наибольший вклад в перспективный рост мирового спроса на водород могут внести автотранспорт и системы рассредоточенного энергоснабжения. В них водород выступает как экологически чистый энергоноситель, который можно накапливать и транспортировать подобно природному газу [9]. Немаловажную роль играет чистота получаемого водорода. Так, чистота электролизного водорода составляет 99.9–99.7%, кислорода 99.8–99.0% [10]. Для сравнения, при паровой конверсии метана чистота водорода равна примерно 97% [11].

Наибольшим спросом водород пользуется в таких отраслях промышленности, как черная и цветная металлургия, переработка угля и сланцев, вторичные химические и нефтехимические производства, нефтепереработка, базовая химия, производство удобрений. Также используется водород в стекольной промышленности, металлообработке и машиностроении. Для этих отраслей водород чистотой до 97% производится в основном методом паровой конверсии природного газа, а также парциальным окислением углеводородного сырья. Установки по производству водорода располагаются прямо на месте потребления либо вблизи соответствующих нефтеперерабатывающих, нефтехимических, металлургических заводов, и полученный водород доставляется потребителям по специальному трубопроводу.

Для таких отраслей промышленности, как электроника, производство полупроводников, фармацевтика, малая и средняя энергетика, транспорт, пищевая промышленность, требуется водород более высокой чистоты (более 99.9%), который производится в основном методом электролиза воды. При этом потребности в чистом водороде покрываются главным образом за счет его поставок от производителей.

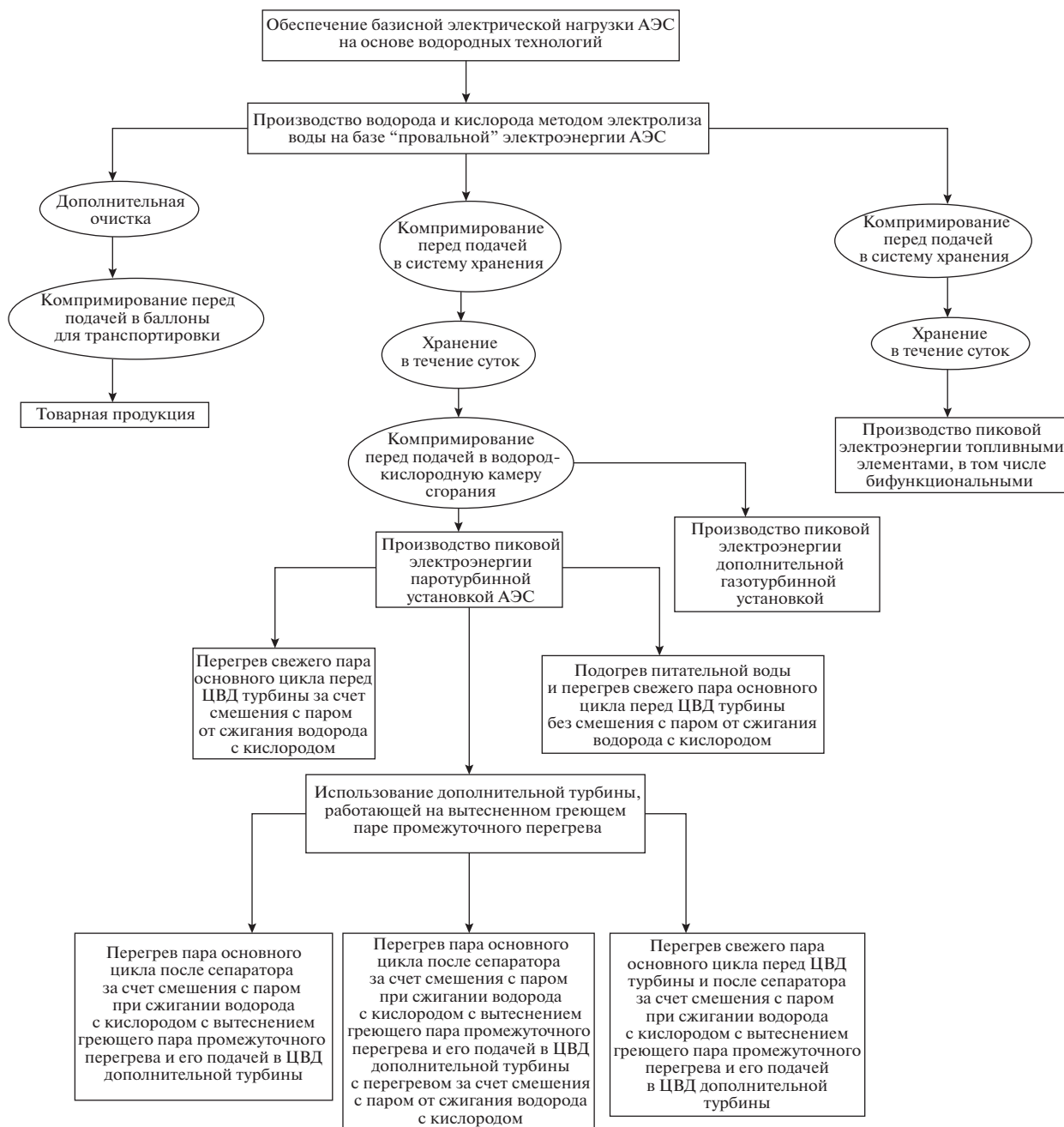


Рис. 1. Блок-схема использования водорода и кислорода при комбинировании водородного комплекса с АЭС. ЦВД – цилиндр высокого давления

Данные о потреблении водорода, %, в России по различным отраслям представлены далее:

Энергетика	0.66
Электроника	0.02
Прокат	0.34
Переработка нефти	22.35
Гидрирование жиров	0.02
Восстановление железа	7.11

Производство:

бутиловых спиртов	0.72
капролактама	0.74
соляной кислоты	0.25
анилина	0.09
метанола	13.30
стекла	0.02
аммиака	54.88

Прочее 0.10

Таблица 2. Потребление водорода, млн т, в мире

Отрасль потребления	2000 г.	2050 г.	2100 г.
Производство:			
аммиака	20.0	50.0	87.5
метанола	3.0	7.5	13.0
синтетического топлива	–	–	180.0
топлива для автотранспорта	–	260.0	450.0
Нефтепереработка и нефтехимия	11.0	27.5	27.5
Металлургия	3.0	16.0	32.0
Другие потребители, в том числе товарный водород	Не более 3.0	7.5	13.0
Всего	40.0	368.5	803.0

В табл. 2 представлены данные о потреблении водорода в мире [9].

В России водород входит в тройку наиболее востребованных промышленностью газов, усту-

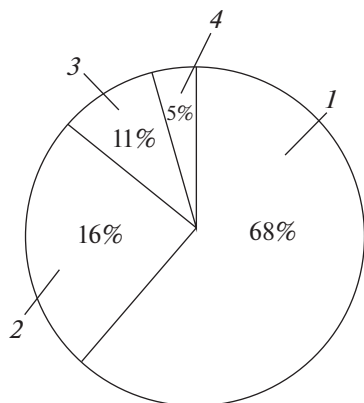


Рис. 2. Участие исходных ресурсов в производстве водорода в мире.
1 – природный газ; 2 – нефть; 3 – уголь; 4 – электролиз воды

пая лишь кислороду и азоту [12], данные о производстве которых представлены далее, %:

Кислород	58.0
Азот	26.0
Водород	15.0
Прочие газы	1.0

На рис. 3 приведены данные о производстве водорода в России в 2017–2018 гг. [13]. Среди федеральных округов на рынке водорода в 2018 г. первое место занимал Приволжский федеральный округ.

По данным [14] транспортировка водорода осуществляется железнодорожным, автомобильным и морским транспортом в сжиженном и химически связанном (соединение аммиака) виде, а также в баллонах (компримированный) при давлении 15 и 35 МПа.

Следует отметить важность и актуальность для России экспорта водорода в страны Европы и Японию для выхода на глобальный водородный рынок. В настоящее время правительство Японии сделало ставку на импортные поставки водо-

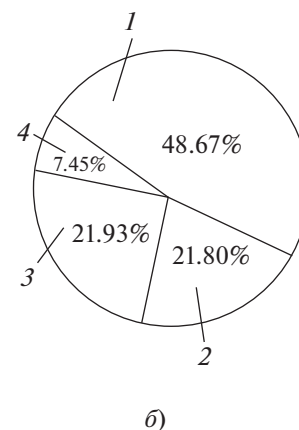
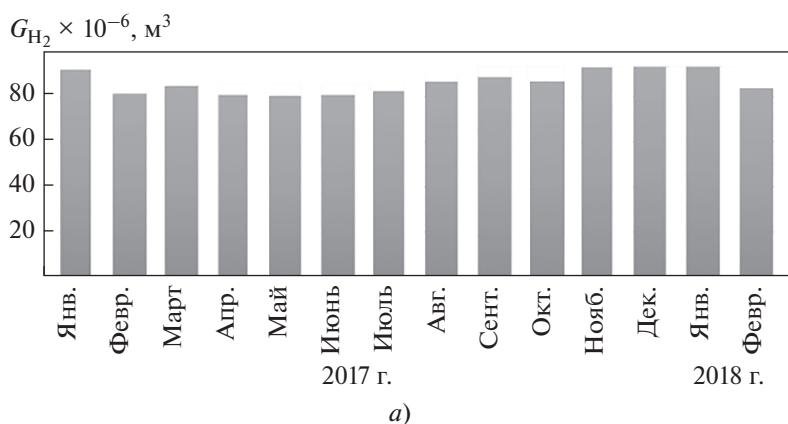


Рис. 3. Динамика производства водорода в России (а) и структура производства в 2018 г. по федеральным округам РФ (б).
Федеральный округ: 1 – Приволжский; 2 – Центральный; 3 – Сибирский; 4 – Южный

Таблица 3. Развитие рынка электролизеров в мире

Мощность электролизеров	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Прирост, ГВт/год	Менее 0.02	0.25–0.50	Более 1.0–5.0
Всего, ГВт	Менее 0.10	1.0–2.0	Более 10.0

рода в связи со стратегией промышленного внедрения водородных технологий на транспорте (с учетом автозаправочных станций), в жилищном секторе и в целях декарбонизации энергетики. Налаживается взаимодействие Японии с Австралией, где принята экспортно ориентированная программа перехода к водородной энергетике, в том числе с учетом производства и поставок водорода в Японию [14].

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОЛИЗА ВОДЫ

Основным методом получения водорода в мире была и остается паровая каталитическая конверсия природного газа. При этом в последнее время в условиях декарбонизации мировой экономики все больше внимания уделяется учету эмиссии углекислого газа (углеродный след) при производстве водорода различными методами. Паровая конверсия характеризуется значительной эмиссией CO_2 и поэтому не может быть частью водородной экономики будущего. Водород, полученный таким методом, называют “серым”. Единственная возможность снизить углеродный след при получении водорода паровой конверсией (“голубой” водород) – это улавливать и хранить углекислый газ, но данная технология еще далека от полномасштабной коммерциализации. В мире известны три проекта (США, Канада, Япония) паровой конверсии метана с частичным улавливанием, транспортировкой и хранением CO_2 , но они требуют увеличения капиталовложений до 87% [15].

В этой связи альтернативой получения водорода с помощью паровой конверсии метана является метод электролиза воды, который обеспечивает минимальный углеродный след при потреблении электроэнергии от возобновляемых источников и АЭС (“зеленый” и “коричневый” водород соответственно). Большинство исследований по водородным программам нацелены на технологии получения “зеленого” и “коричневого” водорода, который будет играть приоритетную роль в мировой экономике будущего [15].

По данным Международной энергетической академии, наблюдается увеличение темпов ввода электролизных мощностей. Так, например, в течение последних семи лет в среднем в мире ежегодно вводили в эксплуатацию электролизеры общей мощности около 10 МВт. В основном ис-

пользуются технологии щелочного электролиза и с применением протонно-обменной мембраны. Твердооксидные электролизеры для электролиза пара пока находятся в демонстрационной фазе. Рынок электролизеров сможет достичь полномасштабной коммерциализации при гигаваттном уровне мощности. Если первоначальный интерес и инвестиции в водородные технологии были вызваны главным образом желанием снизить риски для экономик – импортеров энергоносителей при росте цен на нефть и газ, то к настоящему времени водород рассматривается как альтернатива углеводородным энергоносителям. В табл. 3 представлены данные о развитии мирового рынка электролизеров [15].

В России среди поставщиков оборудования для производства электролитического водорода можно выделить АО “Уралхиммаш” (г. Екатеринбург), ООО “Институт физико-технологических исследований” (г. Балашиха, Московская обл.). Разработчиками оборудования для производства водорода методом конверсии природного газа являются ООО “ФАСТ Инжиниринг” (г. Москва) и АО НПП “Машпром” (г. Екатеринбург), основным поставщиком оборудования для извлечения водорода из технологических потоков – ООО НПК “Грасис” (Москва) [13].

Таким образом, паровая конверсия метана и электролиз – это базовые технологии, вокруг которых, по мнению большинства исследователей, будет развиваться сектор производства водорода.

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЭЛЕКТРОЛИЗНОГО ВОДОРОДА, ПОЛУЧЕННОГО НА БАЗЕ “ПРОВАЛЬНОЙ” ВНЕПИКОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВЫРАБОТАННОЙ НА АЭС

В России газообразный водород чистотой более 99.9% продается в сжатом виде в стандартных баллонах объемом 40 дм³ при давлении 14.7 МПа [16]. Цена на водород чистотой 99.99% составляет 3–4 тыс. руб/кг, 99.999% – 14 тыс. руб/кг, 99.9999% – 18–19 тыс. руб/кг, 99.99999% – 22–23 тыс. руб/кг. Следует отметить, что такие цены обусловлены значительной себестоимостью его производства.

С ужесточением режимных требований к электрогенерирующим установкам в энергосистемах альтернативой их разгрузки может стать производство водорода в период провала электропотребле-

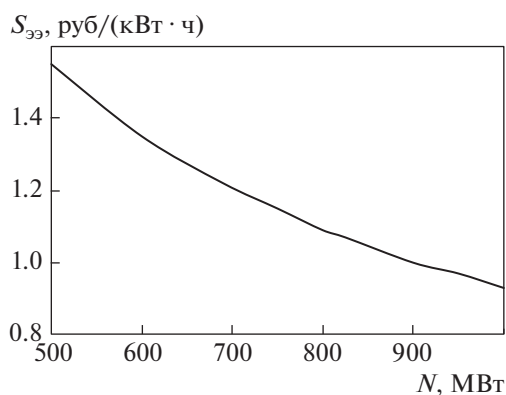


Рис. 4. Зависимость себестоимости электроэнергии, выработанной на АЭС с ВВЭР-1000, от мощности энергоблока при его разгрузке

ния. Такой подход оказывается оправданным для электростанций с не востребовавшей мощностью при низких топливных затратах, в первую очередь для атомных электростанций. На рис. 4 показана зависимость себестоимости электроэнергии $S_{ээ}$, произведенной на АЭС, от мощности энергоблока N при его разгрузке (на примере АЭС с ВВЭР-1000 при капиталовложениях 2500 дол/кВт и цене ядерного топлива на 2020 г. 20 дол/т у. т.).

В варианте выработки водорода с помощью электролиза воды отменяется разгрузка энергоблока и потребление электроэнергии на электролиз оценивается с учетом ее себестоимости при работе АЭС в номинальном режиме. Выражение для определения затрат на производство водорода электролизом воды с учетом экономического эффекта от отмены разгрузки АЭС Z' , руб/год, можно представить в виде

$$Z' = Z - \Delta Z,$$

где Z – суммарные эксплуатационные затраты на электролиз, руб/год; ΔZ – предотвращенные затраты на производство отпускаемой потребителю электроэнергии при отмене разгрузки энергоблока АЭС, руб/год.

Значение ΔZ вычисляется по формуле

$$\Delta Z = (N_0 - \Delta N) \tau (S_i - S_0),$$

где N_0 – номинальная мощность энергоблока, кВт; ΔN – мощность при разгрузке энергоблока, кВт; τ – продолжительность работы энергоблока на пониженной нагрузке, ч/год; S_0 , S_i – себестоимость электроэнергии, вырабатываемой АЭС в номинальном режиме и при разгрузке, руб/(кВт·ч).

Чистота водорода, произведенного с помощью электролиза воды, выше чистоты водорода, полученного методом паровой конверсии метана. При этом в связи с потребностями в водороде повышенной чистоты (для некоторых потребителей бо-

лее 10^5 м³/ч) необходимо применять дополнительные методы очистки, например мембранный метод на базе палладиевых сплавов. Компании Toкуо Gas Co. и Mitsubishi Heavy Industries разработали высокоэффективный проточный мембранный аппарат для выделения водорода чистотой 99.999% при паровой конверсии метана [17]. Специалисты Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН в содружестве со специалистами Института металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН и ЗАО “Синплаз” обеспечили повышение эффективности мембранного извлечения сверхчистого водорода путем снижения удельного расхода палладия в несколько раз, снижения температуры, увеличения производительности мембранного извлечения сверхчистого водорода при неизменных параметрах и расширения диапазона рабочих параметров в 3 раза [18]. В табл. 4, 5 представлены показатели различных методов выделения водорода из газовых смесей и характеристики мембранных элементов [18].

В работах [19–27] приведены результаты научно-практических и опытно-конструкторских исследований по получению водорода повышенной чистоты благодаря выделению его из газовых смесей с помощью палладиевых сверхтонких мембран.

Далее представлены результаты расчета себестоимости водорода, полученного с помощью электролиза воды и паровой конверсии. Продолжительность работы электролизной установки принимали равной 7 ч/сут (ночной провал электрической нагрузки) при потреблении электроэнергии от АЭС по себестоимости и 24 ч/сут для установки паровой конверсии метана. Рассмотрен вариант электролиза воды при непрерывном производстве и потреблении электроэнергии от энергосистемы. Продолжительность работы установок была принята равной 335 сут/год с учетом ремонтного периода энергоблока АЭС. При этом варианты расчетов были приведены к равному количеству годового производства водорода и его чистоте 99.9999%. Установленная мощность, которую определяли из условия часовой производительности единичных аппаратов, составила 1180–11800 кг H₂/ч (далее кг/ч) для электролиза при работе в период ночного провала электрической нагрузки АЭС и 344–3440 кг/ч для паровой конверсии природного газа и электролиза воды при непрерывном производстве водорода.

Удельные капиталовложения в электролизную установку единичной мощностью 50–500 МВт при выработке водорода в провальный ночной внепиковый период электрической нагрузки АЭС на основе обобщенной экстраполяционной зависимости производства электролизеров в России и США с учетом монтажа аппаратов и сооружения цеховых помещений составили 6.42–1.32 тыс. дол/(кг/ч) (при курсе доллара 63 руб.), при непрерывном ре-

Таблица 4. Показатели методов выделения водорода

Показатель	Метод			
	с помощью мембраны		адсорбционный	криогенный
	полимерной	неорганической (Pd-сплавы)		
Чистота H ₂ , %	90–97	Более 99.9999	Менее 99.999	Более 95–99
Степень извлечения H ₂ , %	Менее 95	Более 99	75–85	90–98
Температура, °C	Менее 150	150–800	Менее 100	–273
Давление, МПа:				
на входе в аппарат	1.0–5.0	0.3–20.0	1.0–5.0	1.0–4.0
на выходе из аппарата	0.1–2.0	0.001–10.0	0.1–2.0	Не более 5.0
Производительность установки и мембранных модулей, м ³ /ч	50–5000	0.05–1500	50–10 000	500–1000
Потребность в предварительной очистке	По требованию заказчика	Не требуется	Требуется	Требуется
Капитальные затраты, дол/(м ³ /ч)	5–50	10–80	500–2000	Более 700
Период внедрения в эксплуатацию, годы	Менее 1	Менее 1	1–2	2–3

Таблица 5. Сравнительные характеристики мембранных элементов

Показатель	ГИАП (РФ)	Ida Tech (USA)	H9 (USA)	Johnson Matthew (GB)	ИНХС РАН (РФ)
Площадь мембранного элемента, м ²	30	–	0.15	1.0–0.14	0.033
Толщина мембраны, мкм	50	15	25	7.5–100.0	5–10
Температура мембраны, °C	400–600	300–400	100–400	300–600	150–800
Давление, МПа:					
на входе в аппарат	20.0	1–4		1–2	1–20
на выходе из аппарата	3.0	0.10–0.15		0.1	0.1–10.0
Производительность аппарата, м ³ /ч	325	115	6–280	60–320	220–1200
Удельный расход палладия, о.е.	1	0.02	0.19	0.015–0.007	0.0140–0.0013

жиме производства водорода – 14.93–3.08 тыс. дол/(кг/ч) и единичной мощности электролизной установки 14–140 МВт [28].

Удельные капиталовложения в установку конверсии метана с учетом расходов на вспомогательное теплообменное оборудование определяли по выражению [29]

$$k_{пр} = k_6 \left(\frac{G_{пр}}{G_6} \right)^{-0.75},$$

где $k_{пр}$, k_6 – удельные капиталовложения, приведенные и базовые, руб/(кг/ч); $G_{пр}$, G_6 – установленная мощность производства водорода конверсией метана, приведенная и базовая, кг/ч; 0.75 – показатель эластичности по выпуску продукции [26].

Базовое значение удельных капиталовложений на основании данных стоимости установки кон-

версии природного газа на примере ООО “Сибметхим” принято равным 17.5 тыс. дол/(кг/ч) при базовой установленной мощности 344 кг/ч. Для установленной мощности 3440 кг/ч удельные капиталовложения составили 3.11 тыс. дол/(кг/ч).

При капиталовложениях в АЭС 2500 дол/кВт, стоимости ядерного топлива 20 дол/т у. т. в настоящее время и 27 дол/т у. т. на перспективу до 2035 г. [30, 31] себестоимость электроэнергии, выработанной на АЭС для процесса электролиза, составила 0.93 и 1.05 руб/(кВт · ч) соответственно. Стоимость электроэнергии от энергосистемы для конверсии метана и электролиза воды в режиме непрерывного производства на основании обобщенных данных различных энергосбытовых компаний на европейской части России на текущий период в среднем принята равной 6.0 руб/(кВт · ч) в дневное время и 3.39 руб/(кВт · ч) в ночное. На

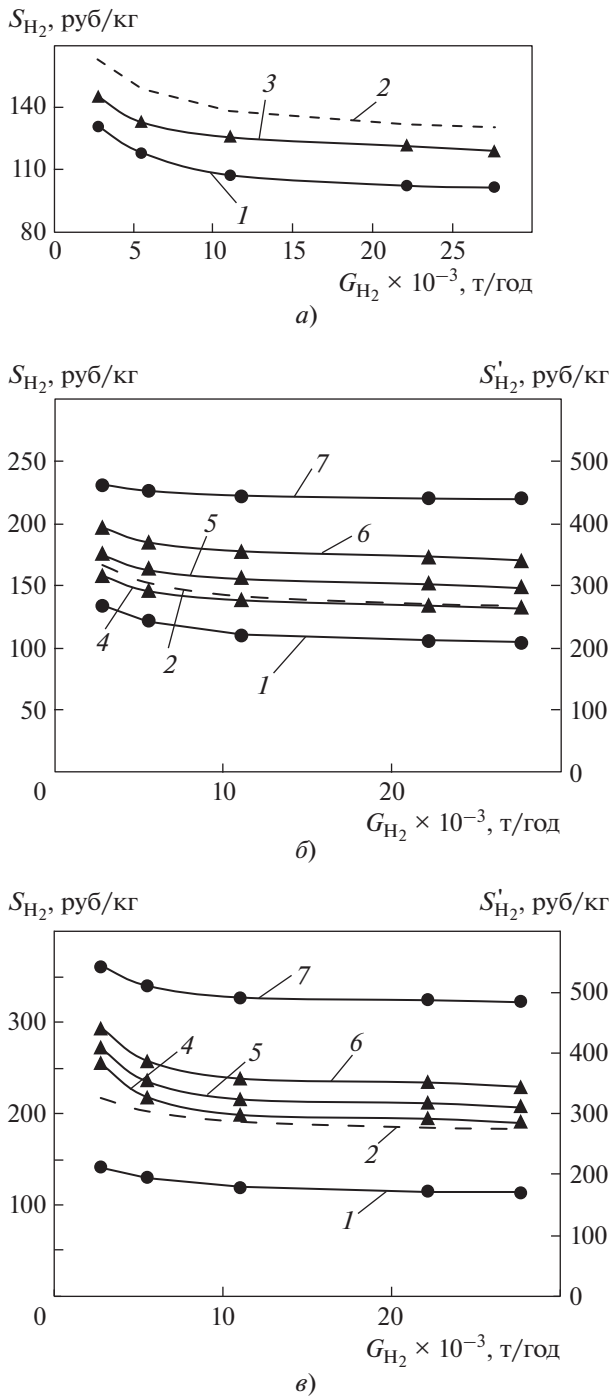


Рис. 5. Себестоимость водорода на перспективу в 2035 г.

1, 2 – электролиз воды при потреблении электроэнергии от АЭС с учетом экономического эффекта при отмене разгрузки энергоблока АЭС и без его учета при прогнозной стоимости ядерного топлива на 2035 г. 27 дол/т у. т.; 3 – паровая конверсия метана при прогнозной внутренней цене на природный газ на 2035 г. 195 дол/1000 м³; 4–6 – паровая конверсия метана при прогнозной стоимости природного газа, равновесной с мировой, на 2035 г. 229, 279, 341 дол/1000 м³; 7 – электролиз воды при потреблении электроэнергии из энергосистемы

перспективу до 2035 г. в соответствии с экстраполяционной зависимостью [28] стоимость электроэнергии принята в среднем 12.0 руб/(кВт · ч) в дневное время и 5.1 руб/(кВт · ч) в ночное. Прогнозные цены на природный газ для европейской части России, равновесные с мировыми, принятые равными на текущий период 199, 250, 302 дол/1000 м³ и на перспективу до 2035 г. 229, 279, 341 дол/1000 м³ по данным [31]. Внутренние цены составили на текущий период 63 дол/1000 м³ и на перспективу (по данным Института народно-хозяйственного прогнозирования РАН) 195 дол/1000 м³.

При расчетах себестоимости водорода, полученного с помощью электролиза, были учтены затраты на электроэнергию, электролит, химически очищенную воду (по себестоимости) и охлаждающую воду (по себестоимости), оплату труда и социальные нужды для персонала водородного комплекса, продувку азотом, а также амортизационные и ремонтные издержки.

Затраты на дополнительную очистку водорода были определены как амортизационные издержки на мембранную установку при удельных капиталовложениях 50 дол/(м³/ч) (см. табл. 4). Были учтены энергозатраты на поддержание рабочей температуры мембранных блоков при мощности производства водорода электролизом воды в ночной провальный внепиковый период АЭС 14–140 кВт и для непрерывного режима 4–40 кВт при производительности одного мембранного блока 480 м³/ч [16].

Для компримирования были учтены затраты на потребляемую электроэнергию, смазочное масло, охлаждающую воду (по себестоимости), амортизационные и ремонтные издержки.

Удельный расход природного газа в процессе паровой конверсии метана с учетом обогрева реакционных труб конверсионной печи был принят равным 5.5 м³/кг, охлаждающей воды 4.5 дм³/кг, электроэнергии 0.9 кВт · ч/кг. Удельные выбросы CO₂ составили 10 кг/кг [29], плату за выбросы CO₂ принимали как среднюю по странам Евросоюза 27.5 евро/т [32] (при курсе евро 70 руб.).

На рис. 5, 6 представлены данные расчета себестоимости производства водорода методом электролиза воды в электролизерах щелочного типа повышенной мощности с КПД 80% и методом паровой конверсии метана S_{H_2} , а также при потреблении электроэнергии из энергосистемы S'_{H_2} . При этом рассмотрены следующие варианты производства водорода:

без дополнительной очистки и затрат на компримирование и транспортировку при прогнозной и текущей внутренней цене на природный газ (см. рис. 5, а и б, а);

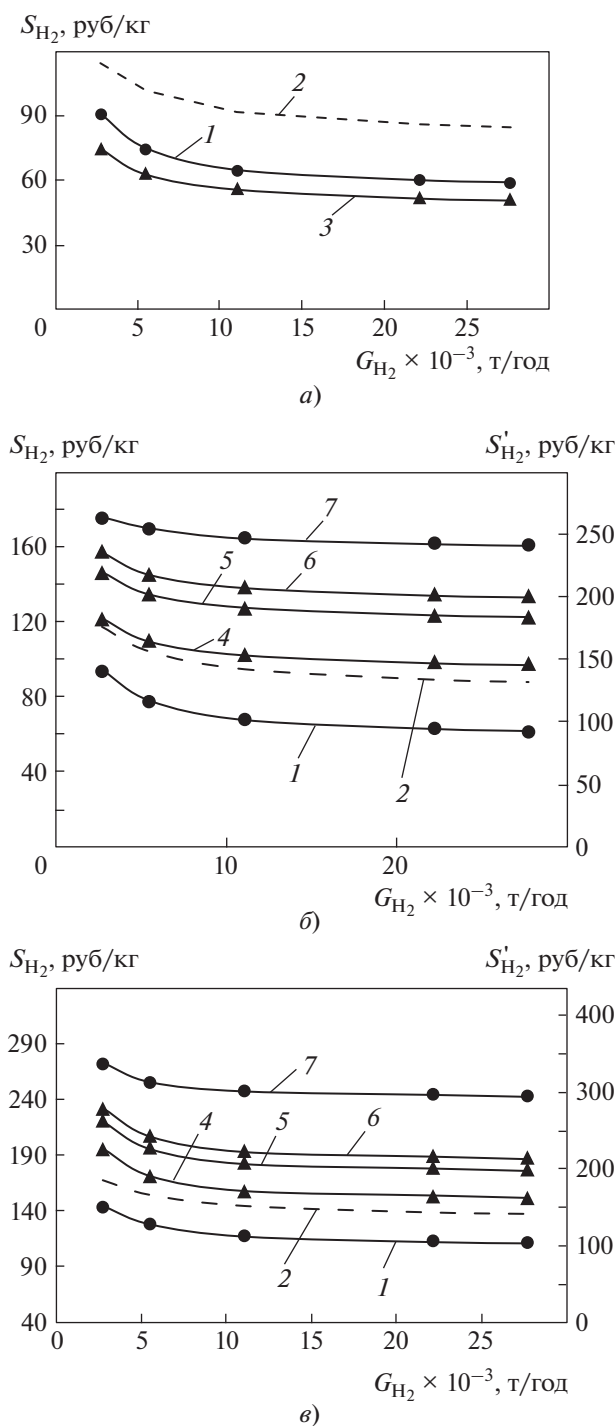


Рис. 6. Себестоимость водорода в настоящее время. Условные обозначения см. рис. 5

с дополнительной очисткой без затрат на компримирование в баллоны и транспортировку при прогнозных и текущих ценах на природный газ, равновесных с мировыми (см. рис. 5, б и 6, в);

с дополнительной очисткой, компримированием и транспортировкой потребителю автомобиль-

ным транспортом на расстояние не более 100 км при прогнозных и текущих ценах на природный газ, равновесных с мировыми (см. рис. 5, в и 6, в).

Затраты на транспортировку водорода в зависимости от массы груза и дальности перевозки были рассмотрены авторами в [16].

Очевидно, что стоимость водорода, полученного конверсией природного газа, существенно зависит от цены на природный газ. С учетом экономического эффекта при отмене разгрузки АЭС обеспечивается конкурентоспособная себестоимость электролизного водорода по сравнению с себестоимостью водорода, полученного паровой конверсией природного газа при текущих мировых ценах на него и прогнозных ценах в перспективе на 2035 г. Таким образом, при производстве товарного водорода можно не разгружать электростанцию. Использование “провальной” электроэнергии позволяет производить водород и доставлять его потребителю при конкурентоспособной себестоимости.

При реализации щелочного электролиза было учтено ежегодное пополнение электролита для компенсации возможных потерь в условиях крупномасштабного непрерывного производства водорода, что вызывает повышение эксплуатационных затрат на 30%. В этой связи применение электролизеров с твердополимерной мембраной исключает использование щелочной воды, что может еще более повысить конкурентоспособность электролизного водорода.

ВЫВОДЫ

1. Водородная энергетика является одним из приоритетных направлений Энергетической стратегии России до 2035 г. и развития атомной энергетики.

2. В настоящее время основной метод получения водорода в мире – паровая каталитическая конверсия природного газа. Этот метод имеет высокий углеродный след, что не позволяет считать его частью водородной экономики будущего, поскольку все большую актуальность в мировой экономике приобретает курс на декарбонизацию. В этой связи особенно актуальным является метод электролиза воды на базе “провальной” внепиковой электроэнергии атомных электростанций и возобновляемых источников энергии. В мире происходит повышение темпов ввода электролизных мощностей преимущественно со щелочным и твердополимерным электролитами с КПД на уровне 80%.

3. В условиях увеличения доли АЭС в энергосистемах страны ужесточаются режимные требования к ним. Производство водорода на базе “провальной” внепиковой электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, создает предпосылки для

обеспечения их базисной нагрузкой, что исключает неэффективный разгрузочный режим и приводит к повышению коэффициента использования установленной мощности. При этом произведенный водород может применяться в паротурбинном цикле АЭС с повышением ее КПД и мощности либо реализовываться как товарный продукт. В этой связи благодаря предотвращению разгрузки АЭС может быть достигнут существенный экономический эффект и созданы условия для получения водорода по конкурентоспособной себестоимости по сравнению с методом паровой конверсии природного газа как при текущих, так и при перспективных его мировых ценах, в том числе при учете его прогнозных внутренних цен.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Энергетическая** стратегия России на период до 2035 г. М.: Правительство РФ, 2020.
2. **Головин Р.А.** Стратегия деятельности Госкорпорации «Росатом». М.: Росатом, 2018.
3. **Khrustalev V.A., Garievskii M.V., Lazarev G.B.** On the efficiency of variable frequency drives of the main circulating pumps of nuclear power plants with water-cooled (VVER) and fast neutron reactors (BN) // *J. Physics: Conf. Series.* 2018. P. 012028. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1111/1/012028>
4. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В.** Оценка системной эффективности многофункционального водородного комплекса на АЭС // *Альтернативная энергетика и экология.* 2019. № 13–15. С. 24–39.
5. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н.** Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями. М.: Наука, 2016.
6. **Аминов Р.З., Юрин В.Е., Егоров А.Н.** Комбинирование АЭС с многофункциональными энергетическими установками. М.: Наука, 2018.
7. **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.
8. **Куликов С.** Первый хочет стать главным // *Эксперт.* 2019. № 48. С. 46–51. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://expert.ru/expert/2019/48/per-vuyj-hochet-stat-glavnyim/>
9. **Столяревский А.Я.** Производство альтернативного топлива на основе ядерных энергоисточников // *Рос. хим. журн.* 2008. Т. LII. № 6. С. 73–77.
10. **Якименко Л.М., Модылевская И.Д., Ткачек З.А.** Электролиз воды. М.: Химия, 1970.
11. **Письмен М.К.** Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности. М.: Химия, 1976.
12. **Огрель Л.Д.** Сравнение мирового и российского рынков водорода // *Gasworld.* 2014. № 34. С. 20–23.
13. **Рынок** водорода 2018, прогноз 2025: производство водорода в России. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: http://www.imrg.ru/hydrogen_market_2017-2018.html
14. **Чаусов Д., Тертышная А., Бурдин И.** Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива. Экспертно-аналитический отчет / под ред. Д. Холкина. М.: Инфраструктурный центр EnergyNet, 2018.
15. **Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д.** Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. М.: Сколково (Московская школа управления), 2019.
16. **Aminov R.Z., Bairamov A.N.** Performance evaluation of hydrogen production based on off-peak electric energy of the nuclear power plant // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2017. № 42. P. 21617–21625. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.07.132>
17. **Радченко Р.В., Мокрушин А.С., Тюльпа В.В.** Водород в энергетике: учеб. пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2014.
18. **Словецкий Д.** Сверхчистый водород // *Chem. J.* 2010. Январь–февраль. P. 33–35.
19. **Паровая** конверсия метана и его смесей с пропаном в мембранном реакторе с промышленным никелевым катализатором и фольгой из сплава Pd–Ru / Л.П. Диденко, Л.А. Семенцова, П.Е. Чижов, Т.В. Дорофеева // *Нефтехимия.* 2019. Т. 59. № 3. С. 271–281.
20. **Лукьянов Б.Н.** Получение сверхчистого водорода в реакторах с мембранной сепарацией для топливных элементов // *Химия в интересах устойчивого развития.* 2012. № 20. С. 291–303.
21. **Шигаров А.Б., Мещеряков В.Д., Кириллов В.А.** Применение Pd-мембран в каталитических реакторах парового риформинга метана для производства чистого водорода // *Теоретические основы химической технологии.* 2011. Т. 45. № 5. С. 504–518.
22. **Выбор** мембранных материалов для разделения H₂-содержащих смесей: анализ базы данных / А.Ю. Алентьев, Ю.П. Ямпольский, М.Н. Видякин, Ю.Н. Лазарева // *Высокомолекулярные соединения. Серия А.* 2006. Т. 48. № 10. С. 1876–1884.
23. **Вандышев А.Б., Куликов В.А.** Анализ эффективности Pd/Ag мембраны толщиной 2.25 мкм на пористой керамической подложке в лабораторном мембранном реакторе // *Химическое и нефтегазовое машиностроение.* 2019. № 2. С. 26–30.
24. **Вандышев А.Б., Куликов В.А.** Анализ проектного расчета мембранно-каталитического конвертора получения высокочистого водорода из биодизельного топлива // *Химическое и нефтегазовое машиностроение.* 2019. № 3. С. 19–23.
25. **Вандышев А.Б., Куликов В.А.** Оценка проектных параметров реактора на базе 32 мембранно-каталитических модулей дискового типа для получения высокочистого водорода из дизельного топлива // *Химическое и нефтегазовое машиностроение.* 2019. № 10. С. 24–27.
26. **Вандышев А.Б., Куликов В.А.** Моделирование мембранного конвертора с катализатором конверсии оксида углерода для извлечения высокочистого водорода из продуктов паровой конверсии метана //

- Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2018. № 5. С. 17–21.
27. **Вандышев А.Б., Куликов В.А.** Оценка эффективности получения высококачистого водорода в мембранно-каталитических системах из продуктов паровой конверсии бензина, керосина и дизельного топлива // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2017. № 9. С. 22–26.
28. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В.** Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // Теплоэнергетика. 2019. № 3. С. 57–71. <https://doi.org/10.1134/S0040363619030019>
29. **Синяк Ю.В., Петров В.Ю.** Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства // Проблемы прогнозирования. 2008. С. 35–46.
30. **Аминов Р.З., Байрамов А.Н.** Оценка системной эффективности АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом // Изв. РАН. Энергетика. 2019. № 1. С. 70–81.
31. **Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В.** Тепловые и атомные электростанции: конкурентоспособность в новых экономических условиях // Теплоэнергетика. 2017. № 5. С. 5–14. <https://doi.org/10.1134/S0040363617050010>
32. **Плата** за выбросы парниковых газов по странам мира // Институт комплексных стратегических исследований. События и комментарии. 2016. № 10 (39). С. 1–2.

Current State and Prospects of Hydrogen Production at NPPs

R. Z. Aminov^a and A. N. Bayramov^{a, *, **}

^a *Saratov Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Saratov, 410054 Russia*

**e-mail: oepran@inbox.ru*

***e-mail: art2198@yandex.ru*

Abstract—According to the strategy of Rosenergoatom State Corporation, hydrogen energy is included in the list of priority areas for the development of nuclear energy in Russia. To ensure the base load of nuclear power plants (NPP), the technology of hydrogen production by the method of electrolysis of water at hydrogen complexes in combination with NPP power units becomes relevant. Traditionally, it was assumed to use pumped storage power plants (PSPP) for this purpose. However, their construction is limited by natural conditions and it is impossible near the NPP, which implies their charging from the power system at a rate three to four times higher than the cost of electricity produced at the NPP. A specific feature of the hydrogen complex is the possibility of its underground location at a small distance from the NPP using the electricity generated at the NPP for charging at cost. The advantage of underground placement is to reduce by one to two orders of magnitude the total risk from explosions and fires of a mixture of hydrogen with an oxidizer in the event of an accident. A block diagram of the use of hydrogen and oxygen when combining a hydrogen complex with a nuclear power plant is presented. The scale of consumption of hydrogen and its purity by industry for the period up to 2100 are given. The world prospects for the development of water electrolysis technology and the possibilities of hydrogen production in Russia are analyzed. Comparison of the efficiency of hydrogen production by water electrolysis and steam reforming of natural gas is carried out. Forecasted prices for nuclear fuel and natural gas are accepted for the future until 2035. In the production of hydrogen on the basis of “disrupted” night off-peak electricity, it is possible to operate a nuclear power plant without unloading power units, which ensures a reduction in the cost of hydrogen production and its competitiveness by the method of steam reforming of natural gas.

Keywords: nuclear power plant, hydrogen, hydrogen energy complex, “failed” electricity, water electrolysis, steam reforming of natural gas, hydrogen purity