

ЭНЕРГЕТИКА



УДК 62-622

DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-2-3-13

ГЛОБАЛЬНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.Г. Филимонов, А.А. Филимонова, Н.Д. Чичирова, А.А. Чичиров

Казанский государственный энергетический университет

г. Казань, Россия

agfilimonov@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Провести анализ перспективы встраивания водородных технологий в традиционные направления развития электроэнергетической отрасли в мире и России. Выделить конкурентные преимущества России в изменяющейся структуре отрасли с переходом на «зеленый» водород. МЕТОДЫ. Проводится анализ литературных данных и данных международного информационного обмена. РЕЗУЛЬТАТЫ. Наиболее актуальной научно-технической проблемой экономики, затрагивающей практически любой аспект хозяйственной деятельности человека, является вопрос доступности энергоресурсов и влияние на окружающую среду. Именно сейчас, в условиях ограничений, вызванных пандемией COVID-19, особенно остро проявились тенденции глобализации, кратно возросла степень трансграничной информационной коммуникации с использованием цифровых возможностей. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Как никогда актуален переход на новую технологическую ступень энергообеспечения нашего общества, основанную на инновационных подходах к созданию интеллектуально управляемых глобальных энергосистем с их укрупнением и, в то же время, децентрализацией и распределением на локальные уровни центров, производства, потребления и управления, увеличением доли малых ВИЭ, внедрением новых цифровых решений, применением в промышленном масштабе водородных технологических цепочек и гибридных систем на их основе и других перспективных энерготехнологий.

Ключевые слова: энергетика, водород, возобновляемые источники энергии, парогазовые технологии.

Для цитирования: Филимонов А.Г., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., Чичиров А.А. Глобальное энергетическое объединение: новые возможности водородных технологий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 3-13. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-3-13.

GLOBAL ENERGY ASSOCIATION: NEW OPPORTUNITIES OF HYDROGEN TECHNOLOGIES

AA. Filimonova, AA. Chichirov, ND. Chichirova, AG. Filimonov

Kazan State Power Engineering University Kazan, Russia

agfilimonov@mail.ru

Abstract: PURPOSE. To analyze the prospects of integrating hydrogen technologies into the traditional directions of development of the electric power industry in the world and Russia. To highlight the competitive advantages of Russia in the changing structure of the industry with the transition to "green" hydrogen. METHODS. The analysis of the literature data and the data of the international information exchange is carried out. RESULTS. The most urgent scientific and technical problem of the economy, affecting any practical aspect of human economic activity, is the issue of the availability of energy resources and the impact on the environment. It is now, in the context of the restrictions caused by the COVID-19 pandemic, that the trends of globalization are particularly acute, and the degree of cross-border information communication using digital capabilities has increased many times. CONCLUSION. The transition to a new technological

stage of energy supply for our society is more urgent than ever, based on innovative approaches to the creation of intelligently managed global energy systems with their consolidation and, at the same time, decentralization and distribution to local levels of centers, production, consumption and management, increasing the share of small RES, the introduction of new digital solutions, the use of hydrogen technology chains and hybrid systems based on them and other promising energy technologies on an industrial scale.

Key words: *energy, hydrogen, renewable energy sources, combined cycle gas technologies*

For citation: Filimonova AA, Chichirov AA, Chichirova ND, Filimonov AG. Global energy association: new opportunities of hydrogen technologies. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(2):3-13. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-3-13.

Введение

В настоящее время центральным вопросом международной энергетической повестки стало влияние на климат парникового эффекта. Парижским соглашением от 2015 года приняты общемировые цели по обеспечению нулевых выбросов парниковых газов к 2050-60 годам. При этом, влияние энергетической отрасли на климатические процессы является определяющим [1]. Более того, проблемы климатических и, в целом, экологических последствий энергетических преобразований становятся ограничивающими факторами устойчивого развития мировой экономики [2]. Решение этой проблемы возможно путем трансформации энергетической отрасли с повышением степени ее глобализации и переходом на новые технологии.

Материалы и методы

Проводится анализ актуальных литературных данных по вопросу резкого ускорения в условиях ограничений из-за пандемии повестки «зеленого» водорода в энергетике. Изучаются по данным открытой печати и обсуждений конкурентные преимущества и экономические риски России с учетом зависимости страны от углеводородных ресурсов.

Основные результаты и обсуждение

Расширение системообразующих транснациональных электроэнергетических связей является уже фактически устоявшейся системной задачей и устойчиво происходит со второй половины прошлого века. В дополнение к традиционным подходам современные технологии позволяют совершить качественный скачок развития путем использования водорода непосредственно для трансформации электроэнергетического кластера по двум направлениям.

Во-первых, водород является удобным для длительного хранения больших объемов электрической энергии. Технологии по производству водорода, например, прямым электролизом из воды, в результате парового метанового или автотермического риформинга, хранения и сжигания в газовых турбинах или топливных элементах, достаточно отработаны и активно развиваются [3]. Более того, нефтегазохимические производства производят водород в качестве отработанного технологического газа, возможного к непосредственному коммерческому использованию или после соответствующей очистки. На установках возобновляемой энергетики с неравномерной, спорадической производительностью, таких как ветряные и солнечные электростанции, можно организовать производство водорода для его накопления и длительного хранения как носителя энергии. В последующем он используется как топливо для газовых турбин при возникновении соответствующего спроса на электрическую энергию.

Вторым потенциальным применением водорода является его использование в качестве носителя энергии для транспортирования на большие расстояния. В течение прошлого века с развитием электротехники и ее интеграцией в хозяйственную деятельность человека стали возникать локальные электроэнергетические системы (ЭЭС) для снабжения электрической энергией как промышленных, так и бытовых потребителей. Стала очевидной одна из основных проблем электроэнергетической отрасли, а именно невозможность накопления в значимых объемах электрической энергии при равномерном режиме ее производства и сложности при передаче ее на дальние расстояния. При этом график потребления электроэнергии обладает высокой неравномерностью. Попытка выравнивания режимов производства и потребления, а также другие известные системные эффекты привели к объединению локальных систем в региональные, национальные, межгосударственные и даже межконтинентальные энергетические пулы [4].

В конце 20-го века возникает концепция Глобального Энергетического Объединения (далее ГЭО, англ. *GEI*). В 1986 году в Сан-Диего, США, для исследования задач по его созданию создается Институт Глобальной Энергетической Сети (*GENI*). В 1996 году в Токио учрежден Азиатско-Тихоокеанский Энергетический Исследовательский Центр (*APERC*), в задачи которого включено исследование потенциала и проблем создания межгосударственных энергетических объединений в регионе АТЭС [5].

С 2010-х годов с развитием технологий электропередачи на ультра высоких напряжениях больших объемов электроэнергии на дальние расстояния с минимумом потерь возникает новый импульс развития идеи ГЭО. Создана Организация по развитию и сотрудничеству в области глобального объединения энергосистем (*GEIDCO*) в Пекине, Китай, которая является международной организацией заинтересованных фирм, ассоциаций, учреждений и частных лиц, занимающихся продвижением устойчивого развития энергетики во всем мире. Цель *GEIDCO* заключается в содействии созданию системы ГЭО для удовлетворения глобального спроса на зеленую, экологически чистую электроэнергию в целях реализации инициативы ООН «Устойчивая энергетика для всех» и инициатив по изменению климата, а также для обеспечения устойчивого развития человечества. Концепция ГЭО, разработанная этой организацией представлена на рисунке 1.

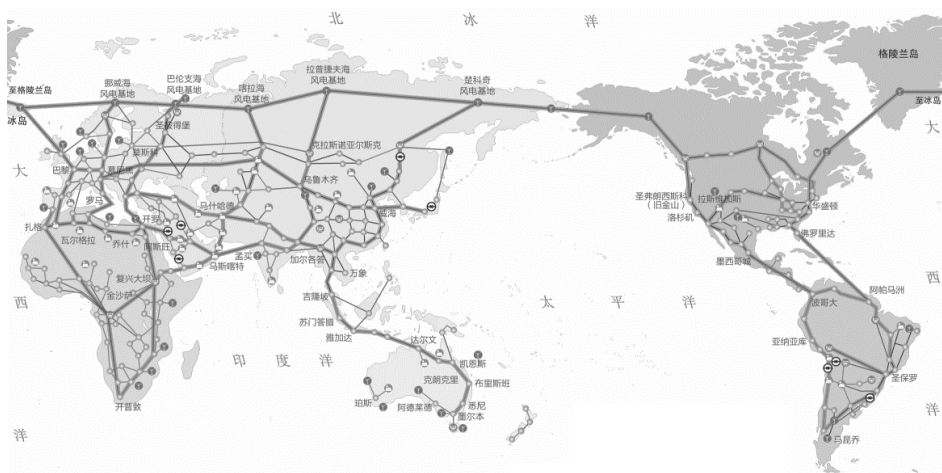


Рис.1. Концепция Глобального Энергетического Объединения (ГЭО) от организации *GEIDCO*, Китай
Fig.1. Global Energy Interconnection (GEO) Concept from GEICO, China

В концепции передачи энергии на дальние расстояния существуют технические ограничения при объединении локальных энергосистем на параллельную работу с использованием линий электропередач переменного тока. Эти ограничения связаны с возникновением низкочастотных, слабо демпфированных колебаний, а также с высокой вероятностью крупных системных аварий в таких протяженных энергообъединениях и рядом других факторов. Проблемы изучаются, вырабатываются меры по их недопущению, например, одним из перспективных направлений является изучений свойств высокотемпературной сверхпроводимости. Однако существуют экономические пределы целесообразности обмена электроэнергией на сверхдальние расстояния, что с учетом фактической дифференциации стран по уровню экономического развития является одним из значимых сдерживающих факторов глобализации мировой энергетики.

Развитие энергетических систем при этом не останавливается, продолжается развитие систем электропередачи регионального и национального уровней на фоне развития национальных экономик, роста электропотребления и объемов генерирующих мощностей.

Электроэнергетика сейчас играет важнейшую инфраструктурную роль и эта роль будет усиливаться в будущем. Происходит расширение энергообъединений и межсистемных обменов, что увеличивает возможности по обеспечению надежности электроснабжения потребителей. Указанный фактор стимулирует создание межнациональных и межконтинентальных электроэнергетических объединений и безальтернативность формирования ГЭО для целей устойчивого развития. Данные задачи коррелируют с целями и задачами Парижского соглашения по климату.

Концепция ГЭО в том числе основывается на замене традиционных видов топлива на экологически чистые ресурсы и повышение доли электроэнергии в структуре конечного

энергопотребления. Наибольшую значимость в подобной системе начинают играть возобновляемые источники энергии: солнечные и ветровые электростанции, малая гидроэнергетика и другие энергоисточники на возобновляемых ресурсах. Обсуждается концепция участия атомной энергетики, например, закрытого цикла с реакторами на быстрых нейтронах. Рассматриваются и другие перспективные технологии, не достигшие пока стадии коммерциализации.

Учитывая ожидания по росту доли возобновляемых энергетических ресурсов до 80% к 2050 году, а также появление интеллектуальных систем управления большой производительности, имеются предпосылки к началу реализации концепции ГЭО в формате моделирования и прототипирования.

На первой стадии до 2030 года планируется согласованное развитие национальных и межгосударственных систем, а также развитие возобновляемых источников энергии промышленного уровня.

Развитие концепции второй стадии (2030-2040 гг.) строится на возникновении крупных кластеров в Арктике и экваториальных районах, как регионов концентрации возобновляемых энергоресурсов, а также формирование и упрочнение континентальных межгосударственных энергосистем.

На третьей стадии (2040-2050 гг.) планируется завершение формирования ГЭО путем запуска межконтинентальных обменов ресурсами и совершенствования систем технологического и коммерческого управления, оптимизации сопутствующих затрат и повышения надежности энергоснабжения потребителей.

В ГЭО будут использованы экологически чистые технологии для производства и передачи электроэнергии на ультравысоких напряжениях. Для передачи больших объемов электроэнергии на дальние расстояния предлагается развитие электрической сети путем строительства линий ультравысоких напряжений постоянного и переменного тока. Китай сейчас имеет 6 успешно работающих передающих линий постоянного тока 800 кВ. Первая в мире ЛЭП 1000 кВ переменного тока введена в Китае еще в 2009 году. Бразилия и Индия вводят ЛЭП постоянного тока этого класса напряжения. Изучается и тестируется оборудование на 1100 кВ постоянного тока для передачи электроэнергии на расстояния порядка 3000 км при пропускной способности до 12 ГВт.

Но помимо традиционного, экстенсивного подхода к развитию и укрупнению энергосистем через количественное улучшение технических характеристик энергооборудования и линий электропередач, наблюдается тенденция к децентрализации энергосистемы на фоне ее укрупнения. Применение данного подхода исключает целый ряд проблем укрупнения, например необходимость мощных систем транзита и резервирования энергетических потоков и, в то же время, повышает ее устойчивость за счет повышения количества малых активных элементов системы: распределенных источников энергии всех видов с разной степенью маневренности и эффективности, формирования структуры приближенных потребителей с развитыми интегрированными системами управления спросом, что позволяет обеспечить прямую передачу энергии без избыточной ее трансформации по уровням напряжения. Такая система требует особых подходов к регулированию и управлению, что становится осуществимым по мере повышения быстродействия управляющих вычислительных систем и дата-центров, мощности которых также рассредоточены в пределах децентрализованной распределенной энергосистемы.

Развитие технологий хранения электроэнергии, особенно интенсивное в последние годы, чрезвычайно важно для крупномасштабного использования возобновляемых энергоресурсов, а также надежного и экономически эффективного функционирования ЭЭС. Накопители электроэнергии имеют ключевую перспективу в будущем ГЭО.

Обоснованность создания распределенных сетей строится на синергетическом эффекте интеграции в единую сеть разнородных (гибридных) энергетических систем. В развитых странах реализовано большое количество пилотных проектов по созданию автономных гибридных энергосистем (ветер – солнце – водород) для жизнеобеспечения изолированных сообществ (островных или удаленных поселений).

Одним из первых проектов подобного типа стала запущенная в 2004 году ветро-водородная энергосистема острова Утсира (*Utsira*), находящегося в 20 км от западного побережья Норвегии. Первоначально на острове Утсира использовался дизель-генератор, но он был полностью замещен гибридной ветро-водородной генерацией. Автономный энергетический комплекс острова Утсира включает в себя ветровую электростанцию (600 кВт), водородный двигатель (55 кВт), щелочной электролизер (10 $\text{нм}^3/\text{ч}$, 48 кВт), топливные элементы (10 кВт), водородный компрессор (5,5 кВт), хранилище газообразного водорода (2400 нм^3 при 200 бар).

Данный демонстрационный проект был реализован консорциумом норвежской энергетической компании *Statoil ASA* и *Enercon*, владеющим технологиями электролиза водорода и строительства ветро- и электростанций соответственно. В создание и управление гибридной энергосистемой были активно вовлечены местные власти, члены местного сообщества и представители местного бизнеса. Энергосистема обеспечивает энергоснабжение 10 домохозяйств, причем она может функционировать до 18 месяцев в автономном режиме [6].

Другим примером применения водородной энергетики по созданию структурного элемента сложной распределенной энергосистемы на изолированных территориях является проект *PURE*, реализованный на небольшом острове Унтс (*Unst*) в северной Шотландии [7]. В ее состав входят две ветряные турбины (6 кВт), электролизер (3,55 нм³/ч) и хранилище газообразного водорода (90 нм³ при 30 бар), водородный автомобиль с топливным элементом (5 кВт). Проект реализован компанией *Unst Partnership Ltd* при поддержке Агентства по развитию сообщества Унтс [8]. Опыт внедрения подобных систем подробно изложен в иностранной печати [9].

Актуальна тема использования водорода не только в качестве нового формата систем локального накопления энергии, но и промежуточного носителя энергии для транспорта на большие расстояния [10].

Водород по сравнению с традиционной схемой передачи электрической энергии по линиям электропередач имеет ряд принципиальных преимуществ:

- имеется возможность транспорта водорода по существующим трубопроводным газотранспортным системам, а также водным транспортом в сжиженном состоянии. При этом возможность использования водорода для топливных элементов малых и средних энергетических систем, например, транспорта, судоходства, любых промышленных систем, существенно расширяет сферу применения электроэнергии;
- применение водорода у потребителей является наиболее экологически чистой технологией энергообеспечения;
- появляется возможность генерации электрической энергии на удаленных площадках, обеспеченных экологичными и доступными видами энергетических ресурсов, например, в Арктике. Первично будут использоваться возобновляемые ресурсы (солнечные, ветровые, малой гидроэнергетики и другие), но и применение традиционных видов углеродного топлива является обоснованным. Требуется оптимизация всей глобальной структуры генерирующих мощностей по критерию наименьшего воздействия на окружающую среду: следом за ВИЭ идут высокоэффективные парогазовые технологии (ПГУ) большой единичной мощности на природном газе с КПД более 60%. Рассматриваться должны также проекты по использовании электростанций, привязанных к открытым месторождениям каменного и бурого угля прямой добычи. То есть те, где низкая стоимость добычи компенсирует внедрение мероприятий по полному улавливанию загрязняющих веществ от сгорания органического топлива, включая улавливание парниковых газов.

Производство водорода растет примерно на 3,5 % ежегодно при объеме потребления более 100 млн тонн [11] (рис.2).

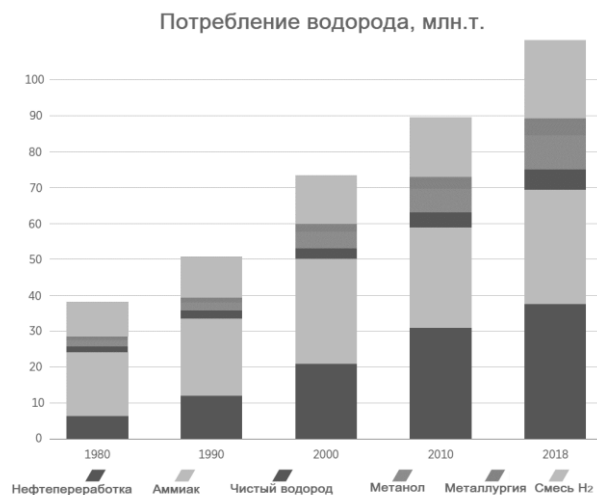


Рис.2. Потребление водорода в мире с 1980 года
Fig.2. Global hydrogen consumption since 1980

Лидерами по уровню научных исследований в области использования водородных технологий являются США, Япония, Евросоюз, Южная Корея и Китай. Евросоюз и Япония уделяют особое внимание вопросам улучшения экологии при переходе на водород, США работают по повышению собственной энергетической безопасности, а Китай стремится стать лидером мирового технологического прогресса.

По прогнозам аналитиков, к 2050 году водородные технологии будут удовлетворять около четверти всех топливных потребностей Евросоюза: они обеспечат энергию, достаточную для заправки 42 миллионов автомобилей, более полутора миллионов грузовиков и четверти миллиона автобусов.

В процессе организации водородной цепочки имеется ряд технологических трудностей, успешно решаемых за счет научно-технического прогресса и глобализации транснациональных производственных связей [12].

Созданы газовые турбины, полностью работающие на водороде. Они очень маневренны и эффективны в составе распределенной сети в сочетании с возобновляемыми источниками энергии и технологией «умной сети» *SmartGrid*. Одна из главных проблем, стоявших перед газовыми турбинами, сжигающими водород вместо отработанной технологии сжигания природного газа, состоит в высокой скорости водородного пламени [13]. Это делает его более компактным и приближенным к кончику горелки, что приводит к перегреву кончика. Более того, за счет больших скоростей горения пламя может проскакивать в обратном направлении, разрушая горелку (рис.3).

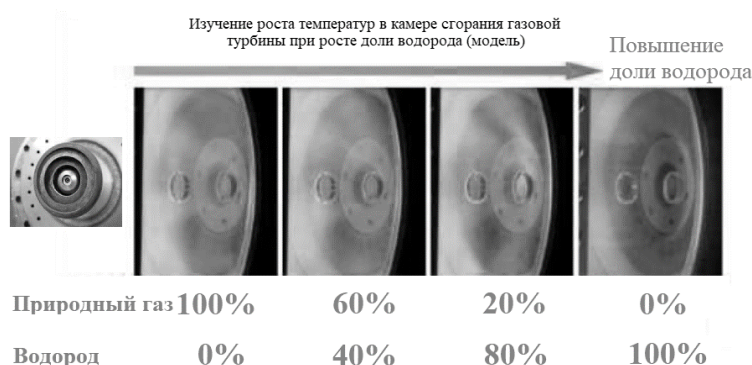


Рис.3. Модель горения смеси метан-водород в камере сгорания газовой турбины после клапана впрыска

Fig.3. Gorenje model of methane-hydrogen mixture combustion in the combustion chamber of a gas turbine after the injection valve

Устранение данных проблем удалось достичь путем совершенствования конструкции горелок и регулировки впрыска топлива [14]. Этому содействовало появление аддитивной технологии производства горелок с использованием 3D-печати, что позволило оптимизировать систему охлаждения горелок и снизить уровень тепловых нагрузок на материал горелки (рис.4).



Рис.4. Модифицированные горелки для сжигания водорода на газовых турбинах SGT-600 компании Siemens

Fig.4. Modified hydrogen burners for gas turbines SGT-600 from Siemens

Уже работающие газовые турбины на природном газе также могут быть модернизированы для сжигания водорода. При 30% доле водорода необходимые изменения в турбине незначительны и касаются вспомогательных систем. При использовании до 60% водорода требуется перепроектирование систем пожаробезопасности, а также вентиляции корпуса, замена горелок, газовых клапанов и трубопроводов. Требуют корректировки алгоритмы запуска и управления с настройкой выбросов.

Современные газовые турбины выбрасывают порядка 500 г CO₂/кВт·ч в простом цикле и 250 CO₂/кВт·ч в комбинированном. Использование водорода в сочетании с природным газом снижает эти показатели до 250 CO₂/кВт·ч, т.е. в 2 раза. Японская компания *Kawasaki Heavy Industries* совместно с группой японских и австралийских компаний при государственной поддержке реализует пилотный проект, построенный на транснациональной технологической водородной цепочке энергетического трансфера без выбросов парниковых газов (рис.5).



Рис.5. Пилотная водородная энергетическая цепочка японско-австралийского проекта
Fig.5. Pilot hydrogen energy chain of the Japanese-Australian project

Цепочка предполагает производство электроэнергии на угольной электростанции, расположенной непосредственно на лигнитном бассейне Латроб-Валли в Австралии. Пласт лигнита залегает на глубину до 250 метров, а его запасы соответствуют 240 годам общего потребления электроэнергии в Японии. Добыча производится открытым способом, себестоимость ее очень невысока. Здесь же расположен завод по производству водорода, как из производимой электроэнергии угольной электростанции путем электролиза воды, так и непосредственно из лигнита, для чего проводятся соответствующие научные исследования и разработки. Для утилизации выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива используются системы улавливания и очистки. Далее водород поставляется на базу сжижения, расположенную в прибрежной зоне штата Виктория, Австралия, в г. Хейстингс, и в сжиженном состоянии поступает на специальный причал для погрузки на танкер в сжиженном состоянии. Строительство объекта завершено в ноябре 2020 года, сейчас идут эксплуатационные испытания. Для транспорта сжиженного водорода в Японию построен специальный танкер «*Suiso Frontier*» с емкостью по сжиженному водороду 1250 м³ (рис.6). Дальность плавания танкера 20000 км при рейсовой скорости 24 км/ч. В октябре 2020 года был проведен пробный морской рейс, далее планируется испытание систем грузовых резервуаров и технологий грузообработки.

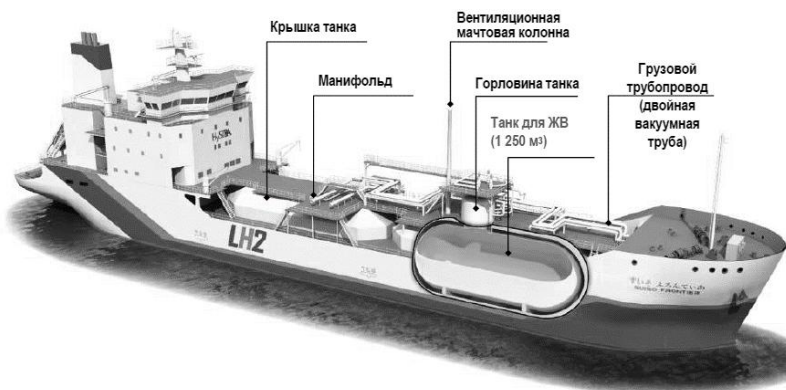


Рис.6. Танкер для перевозки жидкого водорода «*Suiso Frontier*»
Fig.6. *Suiso Frontier* liquid hydrogen tanker»

В прибрежном городе Кобэ, Порт-Айленд, Япония, расположена промежуточная база жидкого водорода с резервуаром на 2500 м³ сжиженного водорода в виде шара с двойной вакуумной оболочкой (рис.7).



Рис.7. База приема и хранения жидкого водорода в г. Кобе, Япония

Fig.7. Liquid hydrogen reception and storage facility in Kobe, Japan

Там же расположена построенная в 2015-2018 гг опытная энергетическая когенерационная установка с водородной газовой турбиной мощностью 1 МВт, работающая при комбинированном сжигании водорода и природного газа. С 2019 года ведутся разработки по увеличению производительности всей водородной цепочки с выходом в 2025 году на первые коммерческие контракты и началом полноценной коммерциализации с 2030 года [15].

Другим примером пилотного проекта водородной трансформации выступает проект компании *Braskem*, крупнейшей нефтехимической компании в Латинской Америке, которая модернизирует когенерационную электростанцию на своем объекте в Сан-Паулу, Бразилия. Совместно с компанией *Siemens* создается энергокомплекс, обеспечивающий паровой и электрической энергией установку крекинга по производству этилена и сырья для химической и пластмассовой промышленности. В состав комплекса входит газовая турбина *Siemens SGT-600* мощностью 24 МВт, работающая на технологическом газе с долей водорода до 60%. Снижение выбросов CO₂ относительно традиционной энергетической схемы составит 6,3%. Ввод проекта в эксплуатацию запланирован на 2021 год [16].

Собственные разработки по созданию первой в России газотурбинной установки на метано-водородном топливе ведет компания АО «Силовые машины». Испытания опытного образца такой турбины типа ГТЭ-65В планируется завершить до конца 2024 года.

В России внедрение водородных технологий находится на начальной стадии. Конкуренция с традиционным рынком углеводородов вызывает опасения по созданию угрозы безопасности национальной экономики. Однако развитие водородной энергетики в России в условиях глубоко интегрированных транснациональных рынков, является обязательным условием устойчивого технологического развития страны и условием стимулирования иностранных инвестиций [17]. Правительство России определяет развитие водородной энергетики как одно из приоритетных направлений развития отечественной экономики.

Структура единой энергетической системы России, прошедшая с 2010 года масштабную модернизацию на основе самых современных мировых парогазовых технологий, имеет значительный избыток достаточно эффективных генерирующих мощностей, себестоимость производства электроэнергии на которых является одной из самых низких в мире. Возможность их использования для водородного трансфера энергии в сочетании с наличием обширной трубопроводной газораспределительной сети, наличием портов для погрузки на морские суда и транспорта на дальние расстояния создает уникальные конкурентные преимущества России в мировой гонке энергетических технологий.

Заключение

Формирование региональных и межгосударственных электроэнергетических объединений и создание на их основе Глобального Энергетического Объединения остается долгосрочной тенденцией развития энергетической мировой инфраструктуры вследствие возможности реализации известных системных эффектов и повышения инфраструктурной роли электроэнергетики. Причем наиболее активный интерес, подкрепленный ресурсными возможностями, наблюдается в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Эта тенденция в полной

мере соответствует задачам Парижского соглашения по снижению вредных выбросов от объектов энергетики путем замещения традиционных видов топлива на ВИЭ. Интеграция ВИЭ в единую глобальную энергетическую систему и ее развитие вызывает ряд технических трудностей и не всегда экономически обосновано. Применение по ряду направлений развития глобальных энергосистем новых водородных технологий накопления и трансфера энергии является приоритетным направлением научно-технического прогресса в мире и России.

Литература

1. Schneider S.H. Abrupt non-linear climate change irreversibility by policy. OECD Workshop on the Benefits of Climate Policy: Improving Information for Policy Makers. Paris. 2003. URL: <https://www.oecd.org/env/cc/2482280.pdf>
2. Соловьев Д.А. Направления развития водородных энергетических технологий // Энергетическая политика. 2020. №3 (145). С.64-71.
3. Нефедова Д.В., Соловьев А.А. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России // Энергетическая политика. 2018. №4. С. 99-108.
4. Тягунов М.Г. Как должна быть построена энергетическая система с установками на основе ВИЭ // Технический оппонент. 2019. №2(3). С.22-29.
5. Воропай Н.И., Подковальников С.В. От локальных электроэнергетических систем к глобальному энергетическому объединению: концепция, технологии, проблемы // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD-2019. Материалы двенадцатой международной конференции Научное электронное издание. Под общей ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2019. С. 46-52.
6. Nakken T., Strand L. R., Frantzen E., et al. The Utsira wind-hydrogen system—operational experience. 2006. Доступно по URL: http://www.globalislands.net/greenislands/docs/norway_135_Ewec2006fullpaper.pdf
7. Barbara Widera. Renewable hydrogen as an energy storage solution // E3S Web of Conferences 116.00097(2019).URL:https://www.e3sconferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/42/e3sconf_asee18_00097/e3sconf_asee18_00097.html.
8. Benjamin K. Sovacool. Island wind-hydrogen energy: A significant potential US resource// Renewable Energy. 2008. V. 33. № 8. pp.1928-1935.
9. Schoenung S., Gillie M., Argumosa M. del Pilar, Halliday S. Miles. Trends in Evaluation of Integrated Hydrogen Systems: IEA Hydrogen Task 18 // 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010.
10. Тимофеев Д.И. Водородный переход в локальной энергетике: зарубежный опыт и российские перспективы // Энергетическая политика. 2019. № 4 (142). С. 86-95.
11. Hydrogen: A renewable energy perspective // Доступно по URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>. 2019. 52 с.
12. Кулагин В.А., Грушевенко Д.А. Сможет ли водород стать топливом будущего? // Теплоэнергетика. 2020. №4. С.3-17.
13. Паскуариелло Рори. Инновации в газовой турбине, с водородом или без него // Газотурбинные технологии. 2020. №8. С.12-15.
14. Working toward 100% hydrogen // Gas Turbine World. 03. 2020. <https://gasturbine-world.com/Working-Toward-100-percent-hydrogen/>.
15. Мероприятия по созданию глобальной цепочки поставки водорода Kawasaki Heavy Industries, Ltd // Организация глобальных цепочек поставок водорода и водородные технологии в Японии. Конференция-вебинар 11 марта 2021 года Японской ассоциации по торговле с Россией и новыми независимыми государствами (РОТОБО). 2021.
16. Ларфельдт Дж. Газотурбинные установки на водороде // Газотурбинные технологии. 2020. №8. С.16-19.
17. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Филимонов А.Г., Печенкин А.В. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2020. №6. С.79-91.

Авторы публикации

Филимонов Артем Геннадьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Экономика и организация производства» Казанского государственного энергетического университета.

Филимонова Антонина Андреевна – канд. мед. наук, доцент кафедры «Химия и водородная энергетика» Казанского государственного энергетического университета.

Чичиров Андрей Александрович – д-р хим. наук, профессор, заведующий кафедрой «Химия и водородная энергетика» Казанского государственного энергетического университета.

Чичирова Наталия Дмитриевна – д-р хим. наук, профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Казанского государственного энергетического университета.

References

1. Schneider SH. *Abrupt non-linear climate change irreversibility by policy. OECD Workshop on the Benefits of Climate Policy: Improving Information for Policy Makers.* Paris. 2003. URL: <https://www.oecd.org/env/cc/2482280.pdf>.
2. Solov'ev DA. Directions of development of hydrogen energy technologies. *Energy policy.* 2020;3 (145):64-71.
3. Nefedova DV, Solovyov AA. New challenges and risks in the development of distributed power generation in the Arctic region of Russia. *Energy Policy.* 2018;4:99-108.
4. Tyagunov MG. How an energy system with installations based on RES should be built. *Technical opponent.* 2019;2(3):22-29.
5. Voropai NI, Podkovalnikov SV. From local electric power systems to global energy unification: concept, technologies, problems. Managing the development of large-scale systems MLSD-2019. Proceedings of the twelfth International Conference Scientific Electronic Edition. Under the general editorship of Vasilyev SN., Tsvirkun AD. 2019. pp. 46-52.
6. Nakken T, Strand LR, Frantzen E, et al. *The Utsira wind-hydrogen system– operational experience.* 2006. URL: http://www.globalislands.net/greenislands/docs/norway_135_Ewec2006fullpaper.pdf
7. Barbara Widera. Renewable hydrogen as an energy storage solution // E3S Web of Conferences 116.00097(2019). Available at: URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/42/e3sconf_asee18_00097/e3sconf_asee18_00097.html.
8. Sovacool BK. Island wind-hydrogen energy: A significant potential US resource. *Renewable Energy.* 2008;33(8):1928-1935. Available at URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.12.006>
9. Schoenung S, Gillie M, Argumosa M. del Pilar, et al. *Trends in Evaluation of Integrated Hydrogen Systems: IEA Hydrogen Task 18.* 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/34994591.pdf>
10. Timofeev DI. Hydrogen transition in local power engineering: foreign experience and Russian perspectives. *Energy policy.* 2019;4(142):86-95.
11. Hydrogen: A renewable energy perspective. Available at: URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>. 2019. 52 c.
12. Kulagin VA, Grushevenko DA. Can hydrogen become the fuel of the future? *Teploenergetika.* 2020;4:3-17.5.
13. Pasquariello Rory. Innovations in a gas turbine, with or without hydrogen. *Gas Turbine technologies.* 2020;8:12-15.
14. Working toward 100% hydrogen. *Gas Turbine World.* 03.2020.
15. *Events to create a global supply chain of hydrogen* Kawasaki Heavy Industries. Ltd. Organization of global supply chains of hydrogen and hydrogen technologies in Japan. Conference-webinar on March 11, 2021 of the Japan Association for Trade with Russia and the Newly Independent States (ROTOBO). 2021.
16. Larfeldt J. Gas turbine installations on hydrogen. *Gas Turbine technologies.* 2020;8:16-19.
17. Filimonova AA, Chichirov AA, Chichirova ND, et al. Prospects for the development of hydrogen energy in Tatarstan. *Energy problems.* 2020;6:79-91.

Authors of the publication

Artem G. Filimonov – Kazan State Power Engineering University. Email: agfilimonov@mail.ru.

© А.Г. Филимонов, А.А. Филимонова, Н.Д. Чичирова, А.А. Чичиров

Antonina A. Filimonova – Kazan State Power Engineering University.

Andrey A. Chichirov – Kazan State Power Engineering University.

Natalya D. Chichirova – Kazan State Power Engineering University.

Получено

26 марта 2021г.

Отредактировано

31 марта 2021г.

Принято

31 марта 2021 г.



ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ДЛЯ СТОИМОСТНОГО РАСЧЕТА ВОВЛЕЧЕНИЯ АЭС В ПРОЦЕСС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

Ю.А. Колбанцев^{1,2}, М.В. Конюшин¹, А.А. Калютник¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

²АО «АТОМПРОЕКТ», г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8441-7089>, kolbancev.u@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2625-1118>, konyushin_mv@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, AA_Kalyutik@spbstu.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотрена возможность сооружения двухцелевого атомно-водородного комплекса с целью одновременной выработки водорода и электроэнергии на основе проекта АЭС-2006 с реакторной установкой ВВЭР-1200. В качестве решения предлагается возведение за пределами энергоблока здания для нужд электролизного цеха, в котором размещены электролизные установки, технологические трубопроводы подвода и отвода воды к электролизерам, баки-приемники образующегося газа. МЕТОДЫ. Для вероятностной оценки экономических показателей работы одноцелевой атомной установки и затем двухцелевого атомно-водородного комплекса используется методика расчета, приведенная в научной работе Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). РЕЗУЛЬТАТЫ. В работе показано, что при круглогодичном функционировании подстанции с водородными установками в количестве 50 шт. теоретически возможна выработка водорода до $1,927 \cdot 10^8$ м³/год, что соответствует покрытию 18,53% от годовой потребности на внутреннем российском рынке. Удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии при этом составляет 0,097 \$/кВт·ч, а удельная стоимость вырабатываемого электролизерами технического водорода высокой чистоты составляет 0,956 \$/м³. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Приведено сравнение себестоимости вырабатываемого водорода в зависимости от суммарной установленной мощности электролизных установок с учетом требований, предъявляемых к компоновке.

Ключевые слова: водород, атомная электростанция, выработка водорода и электрической энергии, электролиз воды.

Для цитирования: Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В., Калютник А.А. Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26.

THE USAGE OF PROBABILISTIC ASSESSMENT FOR COST CALCULATIONS OF USING NPP WITH HYDROGEN INDUSTRIAL PRODUCTION

YuA. Kolbantcev^{1,2}, MV. Konyushin¹, AA. Kalyutik¹

¹Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

²JSC «АТОМПРОЕКТ», St. Petersburg, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8441-7089>, kolbancev.u@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2625-1118>, konyushin_mv@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, AA_Kalyutik@spbstu.ru

Abstract: THE PURPOSE. This study focused on the probability of construction of dual – purpose nuclear-hydrogen unit for cogeneration of hydrogen and electricity with nuclear power reactor VVER-1200 based on AES-2006 project. METHODS. The aim of the study is the probation of the IAEA calculation method originated for sea water desalination unit using

nuclear power plant as an energy source, but with a view to same time production of high-quality hydrogen and electricity concerning the ecological issues of hydrogen generation. In particular, the method was used for probabilistic assessment of single-purpose NPP unit and dual-purpose nuclear-hydrogen unit. The supposed result of the study was construction of special building for the electrolytic process purposes. The ground location of the building was out of the main building area. The special building should consist of electrolytic units, technological water feed and removal pipelines, tanks for hydrogen and other service equipment. **RESULTS.** The paper introduced the theoretical possibility of hydrogen production on the rate up to $1,927 \cdot 10^8 \text{ m}^3/\text{year}$ in the case of full-time basis operation of 50 hydrogen units. The rate of produced hydrogen corresponds to 18,53% of inner Russian market hydrogen needs. In this case the electricity cost factor was 0,097 \$/kW·hr, the cost factor of higher quality hydrogen was 0,956 \$/m³. The paper introduced the prime cost comparison of produced hydrogen according to hydrogen units total capacity and arrangement demands. **CONCLUSION.** This method has the limits of applicability, but in our case, it can be used to calculate key economic factors of the project and to analyze the validation of the energy source and the hydrogen unit size.

Keywords: Hydrogen, Nuclear Power Plant, Hydrogen and Electricity Production, Electrolytic Process.

For citation: Kolbantcev YuA, Konyushin MV, Kalyutik AA. The usage of probabilistic assessment for cost calculations of using NPP with hydrogen industrial production. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(2):14-26. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26.

Введение

В настоящее время по всему миру большинство стран осознали серьезность проблемы ограниченности энергоресурсов в связи с чем на протяжении десятков лет ведутся поиски альтернатив таким традиционным источникам энергии как уголь, природный газ, нефть, торф и др.

В истории человечества хорошо известны этапы развития и применения альтернативных источников энергии. К таким можно отнести энергию циклического движения воды (здесь можно упомянуть как широко применяющиеся по всему миру гидроэлектростанции, так и менее распространенные приливные электростанции), энергию движения ветра (ветряные электростанции достаточно распространены в ряде стран как на суше, так и в водном пространстве), энергию солнца (солнечные электростанции находят все большую популярность в странах с жарким сухим климатом) и, не в последнюю очередь, к альтернативным источникам энергии относят энергию деления ядер. Действительно, среди всех нетрадиционных способов выработки энергии атомные электростанции получили наибольшее применение по всему миру. Однако, в силу больших капиталовложений на возведение альтернативных объектов генерации электроэнергии, их доля от общемирового уровня остается низкой.

В то же время, с развитием объемов как промышленности, потребляющей энергоресурсы, так и энергетики, нацеленной на решение задач по обеспечению хозяйства необходимыми ресурсами, возрастает и негативное воздействие на окружающую среду, в основном, связанное с эмиссиями газов в окружающую среду, что в последствии сказывается на климатических изменениях; необходимостью утилизации вторичных продуктов, образующихся во время осуществления основной деятельности хозяйства; регулярными отходами производства, которые могут включать в себя как традиционные твердые, жидкие или газообразные формы, так и отходы технологической цепочки производства (например, теплые сбросные воды систем охлаждения конденсата, возвращающиеся обратно в водоем).

Одним из путей решения описанных проблем может в перспективе стать водородная энергетика. Во-первых, водород в силу своих химических и физических свойств может применяться в нескольких целях. За счет высокой теплотворной способности водород может стать заменой привычных видов топлива, в то же время водород может использоваться как энергоноситель, запасая в себе, например, потенциальную энергию сжатия. В подтверждение проведены исследования, доказывающие состоятельность водорода как вещества, способного аккумулировать подведенную извне энергию на определенный срок [1].

Помимо прочего, водород по всему миру пользуется спросом в качестве технического газа для целого ряда направлений хозяйственной деятельности, и годовой объем потребности в водороде составляет порядка 70 млн. тонн [2,3].

Идея перехода на водородную энергетику далеко не нова, ученые, в том числе и советские, разрабатывали концепции перехода на водородную энергетику с 70х годов XX века, однако развитые страны только сейчас начинают вводить первые меры для его достижения. На данный момент не существует единого общепризнанного метода производства водорода. Это связано с тем, что не достигнуто оптимальное соотношение себестоимости производства и экологичности процесса. Так, самые экономически выгодные процессы зачастую являются самыми экологически неудовлетворительными, и наоборот [4-7]. Из этой проблемы вытекает следующая – отсутствует централизованное производство технического водорода, которое смогло бы обеспечить не только потребности промышленности, где он является обязательной частью технологического процесса, но и обеспечить перспективные сферы потребления, например, транспорт или импорт за рубеж. На данный момент не так много отечественных авторов развивают тему водородной энергетики. В основном ведутся исследования на тему способов получения, хранения технического водорода. Работы Р.З. Аминова выделяются схожестью с заявленной темой исследования, в частности, работы по внепиковой генерации водорода на АЭС, немало уделяется внимания предполагаемой компоновке технологической цепочки по совместной генерации электроэнергии и водорода, вопросам безопасности производства и надежности [8-10]. Также в научном сообществе уделяется внимание перспективам водорода как теплоносителя и источника энергии [11-16].

Цель работы – оценить возможность использования источника атомной энергии для промышленного производства водорода, которое позволит снизить зависимость национальной экономики от углеводородов.

Материалы и методы

Оценка затрат ресурсов АЭС на производство водорода методом электролиза

Предположим, что возможно создать атомно-водородный комплекс для когенерации электроэнергии и водорода, обладающий достаточной мощностью, чтобы покрыть потребности Российского внутреннего рынка промышленного водорода исключительно своими ресурсами. По разным оценкам на период 2015-2018гг. в России используется порядка 2,5 млн. т водорода в год.

На основании исследования [8] примем в качестве прототипа электролизной установки отечественный электролизер ФВ-500М производства ООО «Химэнерго» как наиболее оптимальный по производительности и удельным капиталовложениям. Характеристики электролизера приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Технические характеристики ФВ-500М

Характеристика	Значение
Мощность, кВт	3000
Напряжение, В	365
Производительность, м ³ /ч	
Водорода	536
Кислорода	268
Чистота, %	
Водорода	до 99,9
Кислорода	до 99,8
Габаритные размеры, мм	
длина	13500
ширина	3660
высота	6540
Масса, кг	101360
Удельные капиталовложения, тыс. руб/кВт	13,7

По данным Росатома¹ в 2016-2017гг. коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) АЭС в России был на уровне 83,1 и 83,29% соответственно, а в 2018

¹ Годовой отчет - 2018 АО «Концерн Росэнергоатом»: офиц. сайт. URL: <https://www.rosenergoatom.ru/>. Дата обращения – 23.12.2020.

снизился до 79,9%, что обуславливается остановом энергоблоков для проведения модернизации и выводом из эксплуатации. КИУМ показывает отношение фактической продолжительности энерговыработки к теоретически возможной при номинальном мощностном режиме работы энергоблока за установленный период времени. Для оценки примем один календарный год за установленный период времени, а КИУМ как среднеарифметический за рассматриваемый период 2016-2018гг. – 82,1%. Тогда количество часов наработки одного условного энергоблока составляет $T=7191,9$ ч/год.

Для начала необходимо определить необходимое количество установок. Для этого необходимо выполнить вычисления по формулам (1-5). Принимаем, что водород на электролизных установках вырабатывается при давлении 3 МПа и температуре 27 °С.

Для определения количества водорода, которую выработает один электролизер ФВ-500М при непрерывной работе энергоблока за один год можно использовать формулу:

$$V_{H_2}^{эл} = \nu \cdot T, \quad (1)$$

где ν - производительность электролизера, м³/ч;

При этом затраты электроэнергии W на выработку $V_{H_2}^{эл}$ составят:

$$W = N_{эл} \cdot t \cdot T, \quad (2)$$

где $N_{эл}$ - мощность электролизера, кВт;

Объем водорода V_{H_2} , соответствующий годовой потребности водорода в России 2,5 млн. т в год можно вычислить из уравнения Менделеева-Клапейрона в виде:

$$pV_{H_2} = \frac{m}{M} RT_{H_2}, \quad (3)$$

где m - масса потребляемого водорода, кг;

T_{H_2} - температура водорода, К;

p - давление водорода, Па;

R - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);

M - молярная масса водорода, г/моль.

Приведем уравнение (3) к виду:

$$V_{H_2} = \frac{mRT_{H_2}}{pM}, \quad (4)$$

Тогда количество N установок, необходимых для выработки требуемого объема V_{H_2} водорода составит:

$$N = \frac{V_{H_2}}{V_{H_2}^{эл}}, \quad (5)$$

Если обратимся к проекту АЭС-2006, то обнаружим, что самое крупное по своим размерам здание представляет собой здание машинного зала. Его габариты составляют порядка 127х45х33 м (длина-ширина-высота соответственно). Производить постройку здания больших габаритов для исследуемых объектов экономически нецелесообразно. Более того, сложно подобрать промплощадку энергоблока, которая смогла бы удовлетворить таким сооружениям.

Представим компоновку здания с габаритами, равными габаритам машинного зала с условием, что в этом здании будет располагаться только электролизное оборудование, и необходимо разместить максимальное количество установок. Очевидно, что установки в таком случае должны располагаться вплотную друг к другу, используя так называемое штабельное расположение. При длине здания 127 м и ширине электролизера 3,66 м получается, что вдоль длинной части здания возможно вместить максимально 34 шт. При ширине здания 45 м и длине электролизера 13,5 м вдоль меньшей части возможно разместить 3 ряда установок (рис. 1).

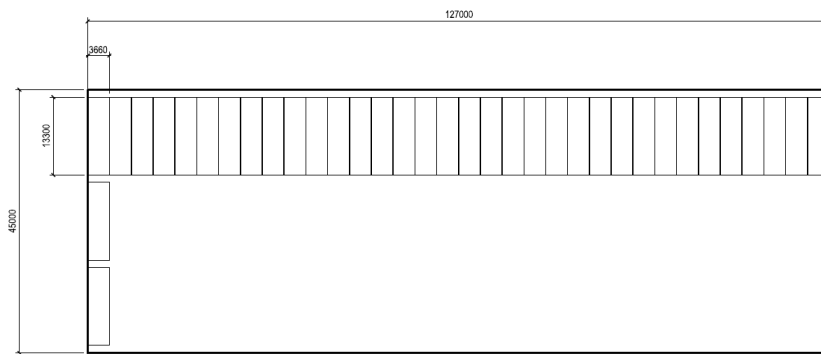


Рис. 1. Схема расположения установок в здании
Fig. 1. The layout of the installations in the building

В результате выходит, что в здание размером с машинный зал максимально возможно вместить 104 установки. Однако, помимо самих электролизеров в здании требуется расположить баки, в которые должен поступать образовавшийся продукт, коммуникации, технологические трубопроводы, шкафы управления и прочее вспомогательное оборудование. С учетом описанного выше прием максимально возможное количество установок N' равно 50 шт.

Тогда максимальный объем водорода, который теоретически можно выработать на одном энергоблоке равен:

$$V_{H_2 \max}^{\text{эл}} = v \cdot T \cdot N', \quad (6)$$

Необходимое количество мощности для выработки объема водорода $V_{H_2 \max}^{\text{эл}}$:

$$P = N' \cdot N_{\text{эл}}, \quad (7)$$

Отсюда можно определить необходимые затраты $З_{\text{кап}}$ на выработку объема водорода $V_{H_2 \max}^{\text{эл}}$:

$$З_{\text{кап}} = k \cdot N' \cdot N_{\text{эл}}, \quad (8)$$

где k удельные капиталовложения, тыс. руб/кВт.

Для расчета экономических показателей работы энергокомплекса используется методика, которую представили К.С. Kavvadias и I. Khamis в научной работе МАГАТЭ [17-19], посвященной сравнению стоимости опресненной воды, полученной с помощью традиционной тепловой энергии и атомной энергии, с использованием метода вероятностной оценки. Методика принята в силу схожести процесса выработки водорода и опресненной воды, например, оба процесса требуют подвода и отвода химически подготовленной воды и большого количества электроэнергии для поддержания процесса, за исключением необходимости в дополнительном источнике тепла для выработки водорода и многоступенчатого подъема морской воды; схожести требуемых исходных данных; схожести исследуемых экономических показателей.

Расчеты и последующее математическое моделирование проводятся в САПР Mathcad Prime 5.0.

Расчет экономических показателей работы одноцелевой атомной установки для производства электроэнергии.

В соответствии с методикой К.С. Kavvadias и I. Khamis, для начала необходимо выполнить расчет показателей одноцелевой установки для производства электроэнергии по формулам (9-23). В результате вычислений будет найдена удельная стоимость электроэнергии для одноцелевой установки, которая будет использована при нахождении удельной стоимости произведенного водорода.

Удельные единовременные капиталовложения на возведение энергоустановки:

$$Cets(Ce) = Ce \cdot (1 + DCr + kec), \quad (9)$$

где Ce - удельные капиталовложения на возведение энергоустановки, значение будет уточнено в дальнейших расчетах, \$/кВт;

DCr - коэффициент увеличения капитальных затрат в зависимости от расположения промплощадки строительства;

kec - коэффициент запаса непредвиденных расходов;

Электрическая мощность энергоблока брутто:

$$pen = Q_{tp} \cdot E_b, \quad (10)$$

где $Q_{tp} = 3212$ - тепловая мощность реакторной установки проекта АЭС-2006, МВт;

$E_b = 37$ - коэффициент полезного действия (КПД) энергоблока, %.

Единовременные капиталовложения:

$$Cecon(Ce) = Cets(Ce) \cdot pen^{cen}, \quad (11)$$

где $cen = 1,1$ - коэффициент масштабирования капиталозатрат на возведение, принимается в соответствии с [19].

Величина стоимости процентов в течение срока строительства:

$$Cecon(Ce) = Cecon(Ce) \cdot \left[\left(1 + ir \right)^{\frac{Le}{24}} - 1 \right], \quad (12)$$

где ir - ключевая процентная ставка;

Le - срок сооружения энергоблока;

Величина инвестиций:

$$Ceinv(Ce) = Cecon(Ce) + IDC(Ce), \quad (13)$$

Ежегодные капитальные затраты:

$$alcc(Ce) = Ceinv(Ce) \cdot lfc, \quad (14)$$

где lfc - фактор возврата капитала.

$$lfc = pmt(i, Lep, -1), \quad (15)$$

где pmt - финансовая функция, используется для вычисления размера периодического платежа по ссуде исходя из заданной процентной ставки и постоянной периодичности платежей;

i - норма дисконта;

Lep - срок эксплуатации энергоблока;

Затраты на вывод энергоблока из эксплуатации:

$$Cdec(Ce) = Ce \cdot kdcopp \cdot pen, \quad (16)$$

где $kdcopp$ - коэффициент учета затрат на вывод энергоблока из эксплуатации;

Ежегодные затраты на вывод энергоблока из эксплуатации:

$$adec(Ce) = Cdec(Ce) \cdot lff, \quad (17)$$

где lff - фактор усреднения затрат на топливо за срок эксплуатации, %;

$$lff = (1 + eff)^{Le} \cdot \frac{1}{i - eff} \cdot \left[1 - \left(\frac{1 + eff}{1 + i} \right)^{Le} \right] \cdot lfc, \quad (18)$$

где eff - ежегодное увеличение стоимости топлива;

Ежегодное производство электроэнергии:

$$adpr = pen \cdot App \cdot 8760, \quad (19)$$

где App - КИУМ, %;

Ежегодные затраты на топливо:

$$afc(Csf) = Csf \cdot adpr \cdot lff, \quad (20)$$

где Csf - удельные топливные затраты, \$/МВт·ч;

Ежегодные затраты на эксплуатацию:

$$aom = Ceom \cdot adpr, \quad (21)$$

где $Ceom = 19,7$ - удельные эксплуатационные затраты, \$/МВт·ч;

Суммарные ежегодные затраты на энергоблок:

$$arev(Ce, Csf) = alcc(Ce) + adec(Ce) + afc(Csf) + aom, \quad (22)$$

Удельная стоимость электроэнергии:

$$ipc(Ce, Csf) = \frac{arev(Ce, Csf)}{adpr}, \quad (23)$$

Расчет экономических показателей работы двухцелевой атомно-водородной установки для когенерации электроэнергии и водорода

В соответствии с методикой К.С. Kavvadias и I. Khamis, после расчета удельной стоимости производства электрической энергии для одноцелевой установки, необходимо

выполнить расчет показателей двухцелевой установки для производства электроэнергии и водорода. Искомым показателем является удельная стоимость производимого водорода. Вычисления проводятся по формулам (24-43).

Ниже приведены формулы, применяемые в используемой методике расчета в случае двухцелевой атомно-водородной установки для когенерации электроэнергии и водорода.

Суточная выработка водорода:

$$W_{ro} = v \cdot N \cdot 24, \quad (24)$$

Удельные затраты на электролизные установки:

$$C_{mu} = \frac{3_{\text{кап}}}{W_{ro}}, \quad (25)$$

Удельные капиталовложения на подвод и отвод воды к электролизерам:

$$C_{mio}(C_{mu}) = C_{mu} \cdot C_{smo}, \quad (26)$$

где C_{smo} - фактор капитальных затрат на подвод/отвод воды к электролизерам;

Общие капитальные затраты на подвод/отвод воды к электролизерам:

$$c_{ms}(C_{mu}) = C_{mu} \cdot k_{msus} + c_{mio}(C_{mu}), \quad (27)$$

где $k_{msus} = 1,1$ - коэффициент учета размера установки;

Исходные затраты на подстанцию с водородными установками (ВУ):

$$c_{msab}(C_{mu}) = c_{ms} \cdot (C_{mu}) \cdot W_{ro}, \quad (28)$$

Отчисления владельцам подстанции с ВУ:

$$DC_{cmso}(C_{mu}) = c_{msab}(C_{mu}) \cdot k_{mo}, \quad (29)$$

где k_{mo} - уровень отчислений владельцам ВУ.

Отчисления на непредвиденные расходы ВУ:

$$DC_{cmso}(C_{mu}) = [c_{msab}(C_{mu}) + DC_{cmso}(C_{mu})] \cdot k_{mc}, \quad (30)$$

где k_{mc} - отчисления на непредвиденные расходы.

Затраты на подстанцию с ВУ:

$$C_{mscon}(C_{mu}) = c_{msab}(C_{mu}) + DC_{cmso}(C_{mu}) + DC_{cmso}(C_{mu}) \quad (31)$$

Затраты на страховку:

$$C_{ins}(C_{mu}) = C_{mscon}(C_{mu}) \cdot k_{mi}, \quad (32)$$

где k_{mi} - расходы на страховку подстанции с ВУ.

Годовая выработка водорода подстанции с ВУ:

$$W_{pms} = W_{ro} \cdot A_{epm} \cdot 365, \quad (33)$$

где A_{epm} - КИУМ подстанции с ВУ, %.

$$A_{epm} = A_{pm} \cdot A_{pp}, \quad (34)$$

где A_{pm} - КИУМ ВУ.

Затраты на материалы для эксплуатации ВУ:

$$C_{mst} = W_{pms} \cdot (c_{mm} \cdot F_{ma} + c_{msp} \cdot F_{pp} + c_{mcpr} + c_{mcro}), \quad (35)$$

где $c_{mm} = 0,5$ - удельные капиталовложения на замену частей ВУ во время обслуживания, \$/м³;

$F_{ma} = 0,3$ - коэффициент влияния габаритов установки;

$c_{msp} = 0,1$ - удельные капиталовложения на запасные части ВУ, $\frac{\$}{\text{м}^3}$;

$F_{pp} = 0,99$ - коэффициент влияния эксплуатационных затрат на вспомогательное оборудование;

$c_{mcpr} = 0,7$ - удельные капиталовложения на химическую подготовку сырья ВУ, \$/м³;

$c_{mcro} = 0,2$ - удельные капиталовложения на содержание продуктов ВУ, прошедших химическую подготовку, \$/м³.

Стоимость процентов в течение срока строительства подстанции с ВУ:

$$IDCs(C_{mu}) = C_{mscon}(C_{mu}) \cdot \left[\frac{Lm}{(1+ir)^{24}} - 1 \right], \quad (36)$$

где $Lm = 1$ - срок поставки оборудования подстанции с ВУ, лет.

Ежегодные затраты на эксплуатацию подстанции с ВУ:

$$C_{msom}(C_{mu}) = C_{mst} + C_{ins}(C_{mu}). \quad (37)$$

Полные требуемые инвестиции в подстанцию:

$$Cmsinv(Cmu) = Cmscon(Cmu) + IDCs(Cmu), \quad (38)$$

Ежегодные инвестиции в подстанцию с ВУ:

$$Cmsinv(Cmu) = Cmscon(Cmu) \cdot lfcw, \quad (39)$$

где $lfcw$ – фактор возврата капитала, вложенного в подстанцию с ВУ.

$$lfcw = pmt(i, Lhp, -1), \quad (40)$$

где Lhp – срок эксплуатации подстанции с ВУ, лет.

Ежегодные затраты на электроэнергию на привод ВУ:

$$amsrev(Ce, Csf) = P \cdot Aepm \cdot lpc \cdot khp, \quad (41)$$

где P – мощность, потребляемая электролизными установками, МВт;

$khp = 1.3$ – фактор, учитывающий потребление мощности вспомогательным оборудованием подстанции с ВУ.

Полные ежегодные эксплуатационные затраты подстанции:

$$amsrev(Ce, Csf, Cmu) = amsfsc(Cmu) + amsepc(Ce, Csf) + Cmsom(Cmu) \quad (42)$$

Стоимость производства водорода:

$$Wmst(Ce, Csf, Cmu) = \frac{amsrev(Ce, Csf, Cmu)}{Wpms}. \quad (43)$$

Анализ влияния установленной мощности водородной установки на удельную стоимость производимого водорода

Для проведения анализа влияния мощности ВУ на удельную стоимость вырабатываемого водорода были проведены расчеты при постепенно снижающейся мощности комплекса при 150 МВт (исходный вариант), 120 МВт, 90 МВт и 60 МВт соответственно.

В рассматриваемых вариантах проводится пересчет значений функции $Wmst$, в конце которого строится график кумулятивного распределения. По изменению графика можно эффективно пронаблюдать изменения значений удельной себестоимости. Исходные данные для пересчета – параметры Wro и P , остальные же параметры находятся в зависимости от них в расчете двухцелевой установки.

Результаты и обсуждения

Результаты расчета максимально возможной выработки водорода приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Результаты расчета максимально возможной выработки водорода

Параметр	Значение
$V_{H_2}^{эл} \max, \text{ м}^3/\text{год}$	$1,927 \cdot 10^8$
Покрытие выработанного водорода от годового потребления в РФ, %	18,53
$P, \text{ кВт}$	$1,5 \cdot 10^5$
$З_{\text{кап}}, \text{ млн. руб.}$	$2,055 \cdot 10^3$

Ключевым показателем расчета одноцелевой атомной установки является удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии. Для проверки достоверности результатов проведенных расчетов производится построение гистограммы распределения значений удельной стоимости электроэнергии функции lpc вида (рис. 2).

Значение по оси ординат соответствует значению функции lpc , а значение по оси абсцисс соответствует количеству выборок, при которых функция lpc принимает то или иное значение.

На основании гистограммы можно сделать вывод о корректности проведенных расчетов, так как вид гистограммы соответствует виду нормального распределения вероятности, которое изначально задавалось при моделировании.

Искомым значением функции является значение медианы графика кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости электроэнергии (рис. 3).

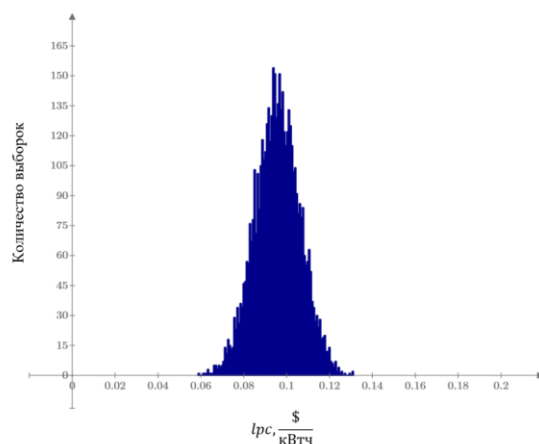


Рис. 2. Гистограмма распределения значений удельной стоимости электроэнергии
Fig. 2. Histogram of the distribution of the values of the specific cost of electricity

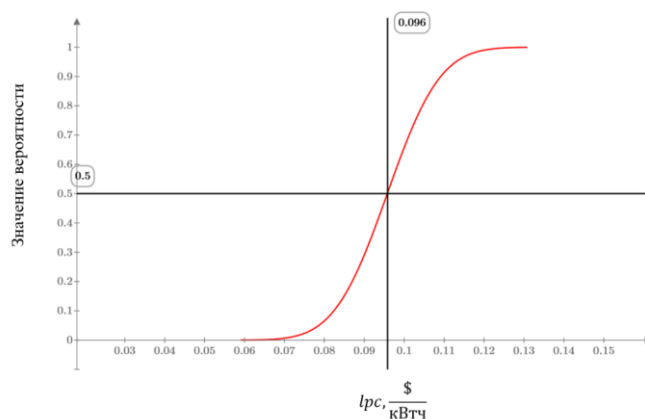


Рис. 3. График кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости электроэнергии
Fig. 3. Plot of the cumulative probability distribution of the value of the unit cost of electricity.

Значение по оси ординат соответствует распределению вероятности значения случайной величины в пределах $[0;1]$, а абсцисс по оси ординат соответствует значению функции lpc . Медиана кумулятивного распределения принимает значение $lpc(0,5) = 0,096$ \$/кВт·ч.

Ключевым показателем расчета двухцелевого атомно-водородного комплекса, в свою очередь, является удельная стоимость вырабатываемого водорода (рис. 4).

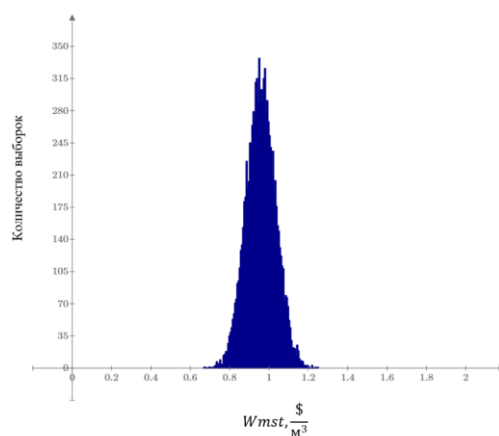


Рис. 4. Гистограмма распределения значений удельной стоимости водорода
Fig. 4. Histogram of the distribution of the values of the specific cost of hydrogen

Аналогично, значение по оси ординат соответствует значению функции $Wmst$, а значение по оси абсцисс соответствует количеству выборок, при которых функция $Wmst$ принимает то или иное значение.

Искомым значением функции является значение медианы кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости водорода (рис. 5).

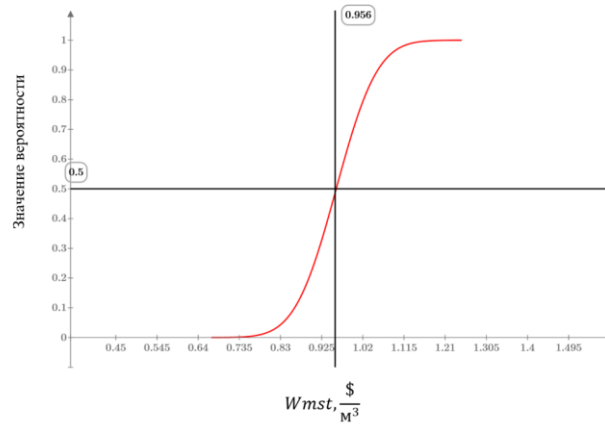


Рис. 5. График кумулятивного распределения вероятностей значения удельной стоимости водорода

Fig. 5. Plot of the cumulative probability distribution of the value of the specific cost of hydrogen

Значение по оси ординат соответствует распределению вероятности значения случайной величины в пределах $[0;1]$, а значение по оси абсцисс соответствует значению функции $Wmst$. Медиана кумулятивного распределения принимает значение $Wmst(0,5) = 0,956 \text{ \$}/\text{м}^3$.

При анализе влияния установленной мощности комплекса на удельную стоимость вырабатываемого водорода было обнаружено, вопреки ожидаемому результату, что установленная мощность водородного комплекса не влияет на конечную стоимость производимого продукта (рис. 6).

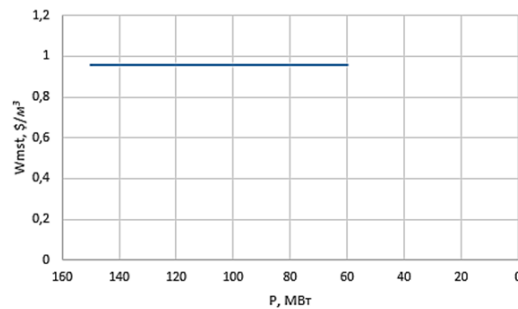


Рис. 6. График зависимости удельной стоимости водорода от установленной мощности водородного комплекса

Fig. 6. Graph of the dependence of the specific cost of hydrogen on the installed capacity of the hydrogen complex

Также было обнаружено, что основное влияние на конечный результат оказывает параметр $Сти$ - удельные затраты на электролизные установки. Соответственно, при применении одной и той же типовой электролизной установки этот параметр остается неизменным. Следовательно, эта методика расчета будет более эффективна при сравнении электролизных установок различной единичной мощности. Также данный метод вероятностной оценки может использоваться при сравнении себестоимости получаемого продукта от различных источников энергии с различными капиталозатратами на возведение и эксплуатацию.

Выводы

1. Произведена оценка затрат ресурсов АЭС на производство водорода методом электролиза воды, которые составили $З_{\text{кап}} = 2,055 \cdot 10^3$ млн. руб. капиталовложений и $P = 150$ МВт потребляемой мощности при теоретически возможной выработке водорода

$$V_{H_2}^{эл} \max = 1,927 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{год};$$

2. Произведен расчет показателей работы одноцелевой атомной установки и двухцелевого атомно-водородного комплекса для совместного производства электроэнергии и водорода с использованием методов вероятностной оценки. Расчет был произведен в САПР *Mathcad Prime*. В результате расчета получены графики кумулятивного распределения вероятностей значений исследуемых функций $lpc(Ce, Csf)$ и $Wmst(Ce, Csf, Cmu)$. Ключевые показатели составили $lpc(0,5) = 0,096$ \$/кВт·ч – удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии и $Wmst(0,5) = 0,956$ \$/м³ – удельная стоимость вырабатываемого водорода (значительно ниже среднерыночных значений порядка 10-12 \$/м³ в ценах в г. Москве на момент 06.2020);

3. Произведен анализ влияния суммарной установленной мощности водородного комплекса на конечную себестоимость вырабатываемого продукта, который показал, что суммарная мощность всего водородного комплекса не оказывает влияния на себестоимость, что говорит об ограниченности применения данной методики расчета, но в то же время открывается возможность для перспективных исследований данного вопроса.

Литература

1. Водородные энергетические технологии: Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН: сб. науч. тр. // редкол.: Дуников Д.О. М.: ОИВТ РАН, 2017. № 1.190 с.
2. The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. IEA Report for the G20, Japan. 2019. 203 с;
3. Opportunities for Australia from Hydrogen Exports // ACIL Allen Consulting for ARENA. 2018. 114 с.
4. Н.Л. Солодова, Р.Р. Минугулов, Е.А. Емельянычева. Водород как перспективный энергоноситель. Современные методы получения водорода // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т.18. №3.
5. Н.Л. Солодова, Е.И. Черкасова, И.И. Салахов, и др. Водород – энергоноситель и реагент. Технологии его получения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, №11-12.
6. Астановский Д.Л., Астановский Л.З., Кустов П.В. Энергосберегающее, экологически чистое получение водорода из углеводородного сырья // Химические технологии и продукты. 2016. №3. С. 10-16.
7. Марченко О.В., Соломин С.В.. Анализ эффективности аккумулирования электрической энергии и водорода в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии // Вестник ИрГТУ 2018. Т. 22. № 3. С.183-193.
8. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Оценка эффективности получения водорода на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2016. №05-06. С.193-194.
9. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В. Оценка системной эффективности атомно-водородного энергетического комплекса // Теплоэнергетика. 2019. №3. С. 57-71.
10. Аминов Р.З., Портянкин А.В. Анализ компоновочных решений электролизного цеха водородной надстройки с учетом надежности и взрывопожароопасности // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 5-6. С. 29-36.
11. Куликов С. Первый хочет стать главным // Эксперт. 2019. №48. С. 46-52.
12. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному будущему // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. 2019. 63 с.
13. Гриб Н. Водородная энергетика: мифы и реальность. Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль». 2019. №19. С. 61-69.
14. Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В. Перспективы использования атомной энергии для промышленного производства водорода // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЭЕ-2020). Материалы международной научно-практической конференции. 2020. С. 76-78.
15. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., и др. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 6. С. 79-91.
16. Петрушенко Ю.Я., Брусов В.А., Агафонов Ю.М., и др. К вопросу получения атомарного водорода и возможности его применения в энергетике // Известия высших

учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 11-12. С. 170-177.

17. Kavvadias K.C., Khamis I. Sensitivity analysis and probabilistic assessment of seawater desalination costs fueled by nuclear and fossil fuel // Energy Policy. 2014. V.74. pp.24-30;

18. Kavvadias K., Khamis I. 2010. The IAEA DEEP desalination economic model: a critical review. Desalination 257(1-3). pp.150–157.

19. Du Y., Parsons J.E. Update on the Cost of Nuclear Power. Center for Energy and Environmental Policy Research. MIT. 2009.

Авторы публикации

Колбанцев Юрий Андреевич – аспирант, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого»; инженер-проектировщик АО «АТОМПРОЕКТ».

Конюшин Максим Валерьевич – старший преподаватель, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого.

Калюттик Александр Антонович – канд. техн. наук, директор Высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого.

References

1. *Vodorodnye energeticheskie tekhnologii: Materialy seminara laboratorii VET OIVT RAN: sb. nauch. tr. redkol.: D.O. Dunikov otv. red. M.: OIVT RAN. 2017;1:190.*

2. *The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities.* IEA Report for the G20, Japan. 2019. 203 p.

3. *Opportunities for Australia from Hydrogen Exports.* ACIL Allen Consulting for ARENA. 2018. 114 p.

4. Solodova NL, Minugulov RR, Emel'yanycheva EA. Vodorod kak perspektivnyi energonositel'. Sovremennye metody polucheniya vodoroda. *Vestnik KSPEU.* 2015;18(3).

5. Solodova NL, Cherkasova EI, Salakhov II, VP. Tutubalina. Vodorod – energonositel' i reagent. Tekhnologii ego polucheniya. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2017;19(11-12).

6. Astanovskii DL, Astanovskii LZ, Kustov PV. Energoberegayushchee, ekologicheskii chistoe poluchenie vodoroda iz uglevodorodnogo syr'ya. *Khimicheskie tekhnologii i produkty.* 2016;3(10-16).

7. Marchenko OV, Solomin SV. Analiz effektivnosti akumulirovaniya elektricheskoi energii i vodoroda v energosistemakh s vozobnovlyaemymi istochnikami energii. *Vestnik IrGTU.* 2018;22:183-193.

8. Aminov RZ, Bairamov AN. Otsenka effektivnosti polucheniya vodoroda na baze vnepikovoii elektroenergii AES. *Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal Al'ternativnaya energetika i ekologiya.* 2016; 05-06:(193-194).

9. Aminov RZ, Bairamov AN, Garievskii M.V. Otsenka sistemnoi effektivnosti atomno-vodorodnogo energeticheskogo kompleksa. *Teploenergetika.* 2019;3:57-71;

10. Aminov R.Z., Portyankin A.V. Analiz komponovochnykh reshenii elektroliznogo tsekha vodorodnoi nadstroiki s uchetom nadezhnosti i vzryvopozharoopasnosti. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2018;20(5-6):29-36.

11. Kulikov S. Pervyi khochet stat' glavnym. *Ekspert.* 2019;48:46-52.

12. Mitrova T, Mel'nikov Yu, Chugunov D. Vodorodnaya ekonomika – put' k nizkouglerodnomu budushchemu. Tsentr energetiki Moskovskoi shkoly upravleniya SKOLKOVO. 2019. 63p.

13. Grib N. Vodorodnaya energetika: mify i real'nost'. *Analiticheskii zhurnal Neftegazovaya vertikal'.* 2019;19:61-69.

14. Kolbantsev YuA., Konyushin MV. *Perspektivy ispol'zovaniya atomnoi energii dlya promyshlennogo proizvodstva vodoroda.* Sovremennye tekhnologii i ekonomika v energetike (MTEE-2020). Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. 2020. pp. 76-78.

15. Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., et al. Perspektivy razvitiya vodorodnoy energetiki v Tatarstane. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki.* 2020;22(6):79-91.

16. Petrushenko YuYa., Brusov VA, Agafonov YuM., et al. K voprosy polycheniya atomnogo vodoroda i vozmozhnosti ego primeneniya v energetike. *Izvestiya vysshikh*

uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki. 2011;11-12:170-177.

17. Kavvadias KC, Khamis I. Sensitivity analysis and probabilistic assessment of seawater desalination costs fueled by nuclear and fossil fuel. *Energy Policy.* 2014;74:24-30.

18. Kavvadias K, Khamis I. 2010. The IAEA DEEP desalination economic model: a critical review. *Desalination.* 257(1-3):150–157.

19. YDu, Parsons J.E. *Update on the Cost of Nuclear Power.* Center for Energy and Environmental Policy Research. MIT. 2009.

Authors of the publication

Yury A. Kolbantsev – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia; JSC «ATOMPROEKT».

Maxim V. Konyushin – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia.

Alexandr A. Kalyutik – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia.

Получено

10 марта 2021г.

Отредактировано

24 марта 2021г.

Принято

05 апреля 2021г.



ПЛАЗМЕННО-ЭЛЕКТРОЛИТНЫЕ РАЗРЯДЫ В ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СРЕДЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА

А.Ф. Гайсин¹, Ф.М. Гайсин², Л.Н. Багаутдинова², А.А. Хафизов³, Р.И. Валиев³,
Е.В. Газеева¹

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н.
Туполева-КАИ, г. Казань, Россия

³Казанский федеральный университет, г. Набережные Челны, Россия

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0002-5300-9880>

LNBagautdinova@kai.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Комплексное исследование воздействия плазмы электрического разряда постоянного тока в газожидкостной среде неорганических смесей с целью получения газообразного водорода. Получить вольтамперные, вольт-секундные и ампер-секундные характеристики разряда при различных концентрациях электролита. Изучить процесс электролиза, пробоя, зажигания разряда и течения разряда в диэлектрической трубке при постоянном токе. *МЕТОДЫ.* Для решения поставленной задачи проводились экспериментальные исследования на модельной установке, которая состоит из системы электропитания, разрядной камеры, аппаратуры контроля и управления работой установки и измерения характеристик электрического разряда. Для анализа устойчивости разряда были получены зависимости пульсации напряжения и тока разряда во времени. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Проведены экспериментальные исследования между электролитическим катодом и электролитическим анодом при постоянном токе и при атмосферном давлении со следующими параметрами: напряжение разряда $U=0,1-1,5$ кВ, ток разряда $I=0,02-2,3$ А, межэлектродное расстояние $l=100$ мм, в качестве электролитов использовались 1%, 3 % и 5% растворы хлорида натрия в водопроводной воде. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Показано, что электрический пробой и зажигание устойчивого во времени разряда зависит от проводимости газожидкостной среды электролита. Характер вольт-амперных характеристик зависит от происходящих случайных процессов в газожидкостной среде, что связано с многочисленными пробоями, происходящими в газожидкостной среде электролита, горением и затуханием микроразрядов, возникновением пузырьков, движением электролита внутри диэлектрической трубки. Показано, что генерация водорода и водородосодержащих компонентов может идти как на стадии электролиза, так и при горении разряда. Особенностью данного способа является то, что электрические разряды в трубке увеличивают выделение водорода. В данной установке могут быть использованы неорганические жидкости определенного состава и концентрации. Результаты экспериментальных исследований позволили разработать и создать малогабаритную установку для получения газообразного водорода. Испытания показали, что малогабаритную установку можно взять как основу промышленной установки для получения газообразного водорода.

Ключевые слова: электроэнергетика, электрический разряд, плазма, газожидкостная среда, пробой, газообразный водород.

Для цитирования: Гайсин А.Ф., Гайсин Ф.М., Багаутдинова Л.Н., Хафизов А.А., Валиев Р.И., Газеева Е.В. Плазменно-электролитные разряды в газожидкостной среде для получения водорода // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 27-35. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-27-35.

PLASMA-ELECTROLYTE DISCHARGES IN A GAS-LIQUID MEDIUM FOR THE PRODUCTION OF HYDROGEN

AF. Gaysin¹, FM. Gaysin², LN. Bagautdinova², AA. Khafizov³, RI. Valiev³,
EV. Gazeeva¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev-KAI,
Kazan, Russia

³Kazan Federal University, Kazan, Russia

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0002-5300-9880>

LNBagautdinova@kai.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Comprehensive study of the effect of direct current electric discharge plasma in a gas-liquid medium of inorganic mixtures in order to obtain gaseous hydrogen. Obtain volt-ampere, volt-second and ampere-second characteristics of the discharge at various concentrations of electrolyte. Study the process of electrolysis, breakdown, discharge ignition and discharge flow in a dielectric tube at a constant current. *METHODS.* To solve this problem, experimental studies were carried out on a model installation, which consists of a power supply system, a discharge chamber, equipment for monitoring and controlling the operation of the installation and measuring the characteristics of an electric discharge. To analyze the stability of the discharge, the time dependences of the voltage ripple and the discharge current were obtained. *RESULTS.* Experimental studies were carried out between the electrolytic cathode and the electrolytic anode at constant current and at atmospheric pressure with the following parameters: discharge voltage $U = 0.1-1.5$ kV, discharge current $I = 0.02-2.3$ A, interelectrode distance $l = 100$ mm, 1%, 3% and 5% solutions of sodium chloride in tap water were used as electrolytes. *CONCLUSION.* It is shown that electrical breakdown and ignition of a discharge that is stable in time depends on the conductivity of the gas-liquid medium of the electrolyte. The nature of the current-voltage characteristics depends on the random processes occurring in the gas-liquid medium, which is associated with numerous breakdowns occurring in the gas-liquid medium of the electrolyte, combustion and attenuation of microdischarges, the appearance of bubbles, and the movement of the electrolyte inside the dielectric tube. It is shown that the generation of hydrogen and hydrogen-containing components can occur both at the stage of electrolysis and during discharge combustion. A feature of this method is that electrical discharges in the tube increase the release of hydrogen. In this installation, inorganic and organic liquids of a certain composition and concentration can be used. The results of experimental studies made it possible to develop and create a small-sized installation for producing gaseous hydrogen. Tests have shown that a small-sized plant can be taken as the basis for a industrial plant for the production of hydrogen gas.

Keywords: electric power, electric discharge, plasma, gas-liquid medium, breakdown, hydrogen gas.

For citation: Gaysin AF, Gaysin FM, Bagautdinova LN, Khafizov AA, Valiev RI, Gazeeva EV. Plasma-electrolyte discharges in a gas-liquid medium for the production of hydrogen. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(2):27-35. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-27-35.

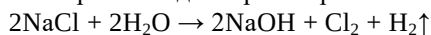
Введение

Водород является одним из самых перспективных видов топлива. Создание водородного генератора с минимальными затратами является первоочередной задачей современной энергетики. Водород практически не встречается на земле в чистом виде и должен извлекаться из других соединений. Разнообразие способов получения водорода является одним из главных преимуществ водородной энергетики. В настоящее время наиболее доступным и дешевым процессом является паровая конверсия метана и природного газа [1-3], а также пиролиз угля [4, 5]. Согласно прогнозам, она будет использована только в начальной стадии перехода к водородной экономике. Запасов природного газа и метана остается мало, а производство водорода из угля является экологически грязным. Плазма способна эффективно разлагать водородосодержащие молекулы органических соединений [6, 7] с образованием газообразных продуктов, в

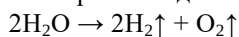
которых доля водорода составляет более 90%, а уровень КПД порядка 60-70% в зависимости от состава исходной смеси. Однако этот процесс требует громоздкого и дорогого оборудования, а также потребляет метан, который сам является топливом и ценным сырьем для химической промышленности. Существуют плазмохимические методы, которые объединяют конверсию углеродосодержащих газов или твердых веществ и плазму дугового разряда, сверхвысокочастотного разряда [8]. Существуют экспериментальные данные [9-13] по получению водородосодержащих газов при воздействии низкотемпературной плазмы электрического разряда, проходящего через водные растворы электролитов. Одновременно одной из главных целей внедрения водородной энергетики является снижение выброса парниковых газов. Такими источниками может быть энергия ветра или солнечная энергия, позволяющая производить электролиз воды.

Электролиз воды является менее затратным с точки зрения капитальных вложений.

Электролиз водных растворов солей:



Электролиз водных растворов гидроксидов активных металлов (гидроксида калия)



Кроме того, существует промышленная технология электролиза химически чистой воды, без применения каких-либо добавок.

Разрабатываются различные новые технологии производства водорода. Так, например, в Лондоне заявили возможности получения водорода из мусора.

В 2019 г. в Германии началось строительство крупнейшей в мире установки по производству 1300 тонн водорода ежегодно методом электролиза.

Производство водорода может быть сосредоточено на централизованных крупных предприятиях, что понижает себестоимость производства, но требует дополнительных расходов на доставку водорода к водородным автозаправочным станциям. Другим вариантом является маломасштабное производство непосредственно на специально оборудованных водородных автозаправочных станциях.

В настоящее время эффективность промышленного процесса электролиза достигла теоретической и значительно уступает паровой конверсии метана по скорости энергоэффективности. Кроме того, электролиз требует предварительной подготовки.

Целью данной работы является комплексное исследование воздействия плазмы электрического разряда постоянного и переменного тока в газожидкостной среде неорганических смесей с целью получения газообразного водорода. Изучение парогазовых разрядов постоянного тока [14-17] позволит производить расчеты и измерения для генерации водородосодержащих компонентов.

Материалы и методы

Экспериментальные исследования по получению газообразного водорода проводились на модельной установке, которая состоит из системы электропитания, разрядной камеры, аппаратуры контроля и управления работой установки и измерения характеристик электрического разряда. Разрядная камера представляет собой два специальных стеклянных сосуда, которые соединены между собой диэлектрической трубкой с электролитом. Характер движения электролита может регулироваться вручную. Металлическими проводами подводятся положительный и отрицательный потенциалы к электролиту от источника питания постоянного тока. В качестве электролита использовался хлорид натрия, ввиду его сильной растворимости и доступности.

В качестве электродов использованы медные провода диаметром 1,5 мм, внутренний диаметр диэлектрической трубки 10 мм. Токи и напряжения измеряются щитовыми приборами PA1 и PA2 класса точности 0,5 и 1,5, установленными на пульте управления. Высоковольтный источник питания обеспечивает регулируемое постоянное напряжение до 4000 В при номинальном токе 10 А. Для анализа устойчивости разряда были получены зависимости пульсации напряжения и тока разряда во времени с помощью универсального аналого-цифрового преобразователя *Sensor-CASSY*. Полученные с преобразователя данные обрабатывали на компьютере в программе *CASSY Lab*. Для увеличения пределов измерения напряжения *Sensor-CASSY* подключали через делитель напряжения. Для измерения силы тока использовали трансформатор тока марки AC1010. Для фото и видеофиксации эксперимента использовали цифровую видеокамеру 4KCanon XC10. Скорость видеосъемки 50 кадров в секунду.

Обсуждение результатов

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований электрического разряда постоянного тока, генерируемого в диэлектрической трубке с

электролитом для получения водорода. В результате были получены осциллограммы тока и напряжения разряда (рис.1).

После включения источника питания в промежутке времени от $t = 0-10$ с. наблюдается электролиз, далее происходит пробой с резким увеличением тока и падением напряжения. После пробоя возникают самые разные виды разрядов в зависимости от приложенного напряжения и давления. На данной осциллограмме в промежутке времени от $t = 10-180$ с. наблюдаются колебания тока и напряжения разряда, соответствующие множеству микроразрядов, возникающих в пузырьках газа.

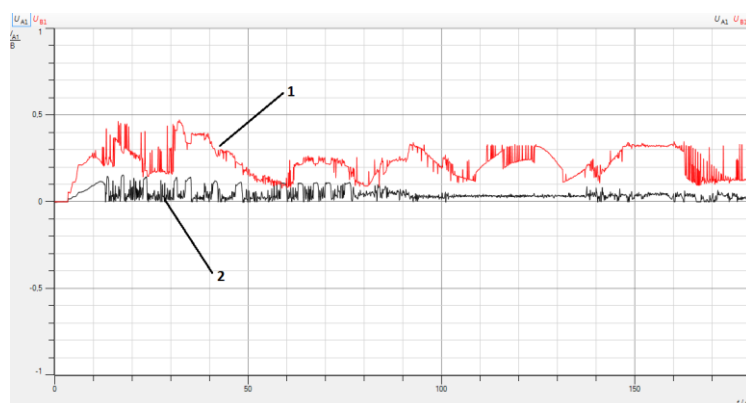


Рис.1. Графическое отображение в программе CASSY Lab:

1- напряжение, 2- ток.

Fig. 1. Graphical display in the CASSY Lab program:

1-voltage, 2-current.

На рис. 2 (а-д) представлены фотографии процесса развития разряда в диэлектрической трубке между металлическим катодом и анодом. На рис. 2 а представлена трубка без разряда, на рис. 2 б со стороны катода идет образование пузырьков газа водорода. Далее на рис. 2 в-г электролиз становится более интенсивным, и на рис. 2 д после пробоя загорается разряд.

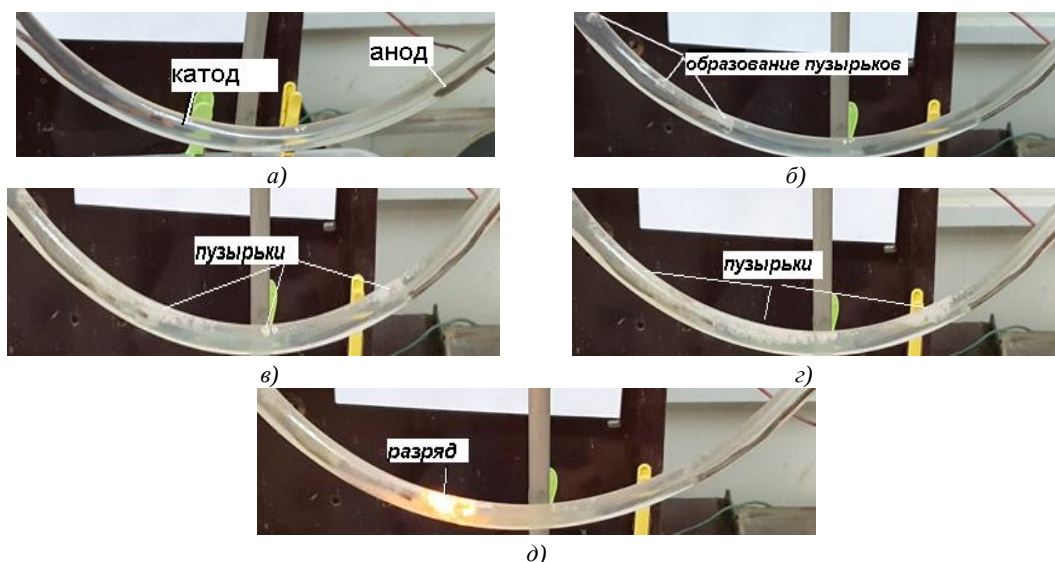


Рис.2. Картина развития разряда постоянного тока в диэлектрической трубке между двумя металлическими электродами.

Fig. 2. A picture of the development of a DC discharge in a dielectric tube between two metal electrodes.

Осциллограммы (рис.1) преобразованы в вольт-амперные, вольт-секундные и ампер-секундные характеристики (рис. 3-5). Было проведено сравнение для 1%, 3% и 5% раствора хлорида натрия с одним и тем же межэлектродным расстоянием $l=100$ мм. При небольших концентрациях горит нормальный объемный разряд в газожидкостной среде и вольт-амперные характеристики имеют почти горизонтальный характер (рис. 3а, 4 а, 5 а), что закономерно общему характеру развития разряда. На графиках (рис. 3-5) проведена аппроксимация кривых в виде линейной (крив. 1) и полиномиальной (крив. 2)

аппроксимации. Аппроксимация в виде полинома является одним из наиболее распространенных способов аппроксимации и заключается в представлении нелинейной зависимости в виде полинома (многочлена) в n -ой степени относительно рабочей точки. На данных графиках произведена аппроксимация в виде полинома 6-ой степени.

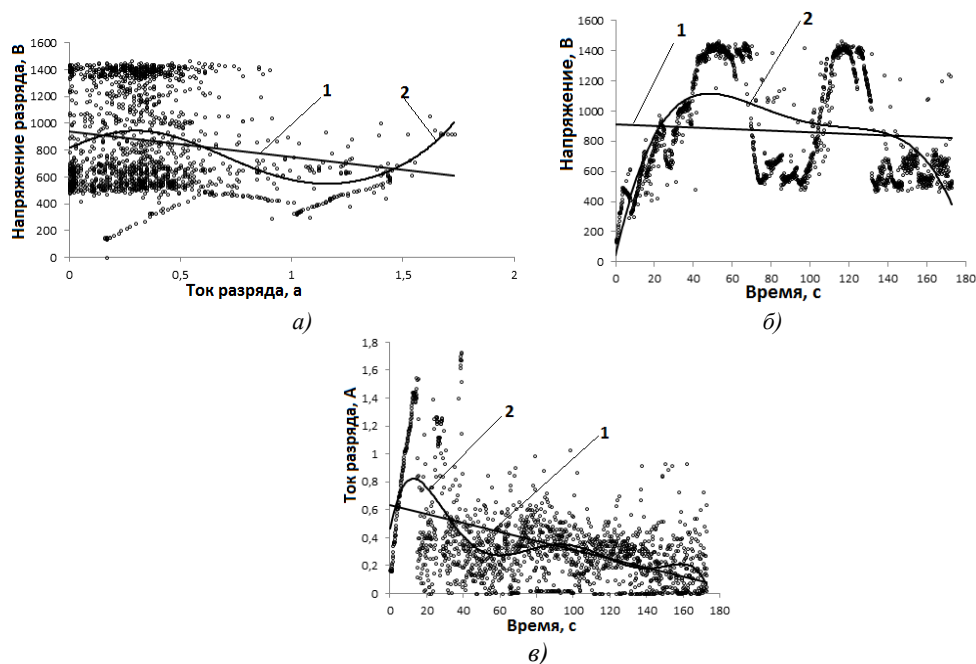


Рис.3. Электрические характеристики разряда постоянного тока в диэлектрической трубке между двумя медными электродами в 1 %-ном растворе NaCl при межэлектродном расстоянии $l=100$ мм: а) вольт-амперная, б) вольт-секундная, в) ампер-секундная характеристики.

Fig.3. Electrical characteristics of a DC discharge in a dielectric tube between two copper electrodes in a 1 % NaCl solution at an interelectrode distance $l=100$ mm: a) volt-ampere, b) volt-second, c) ampere-second characteristics.

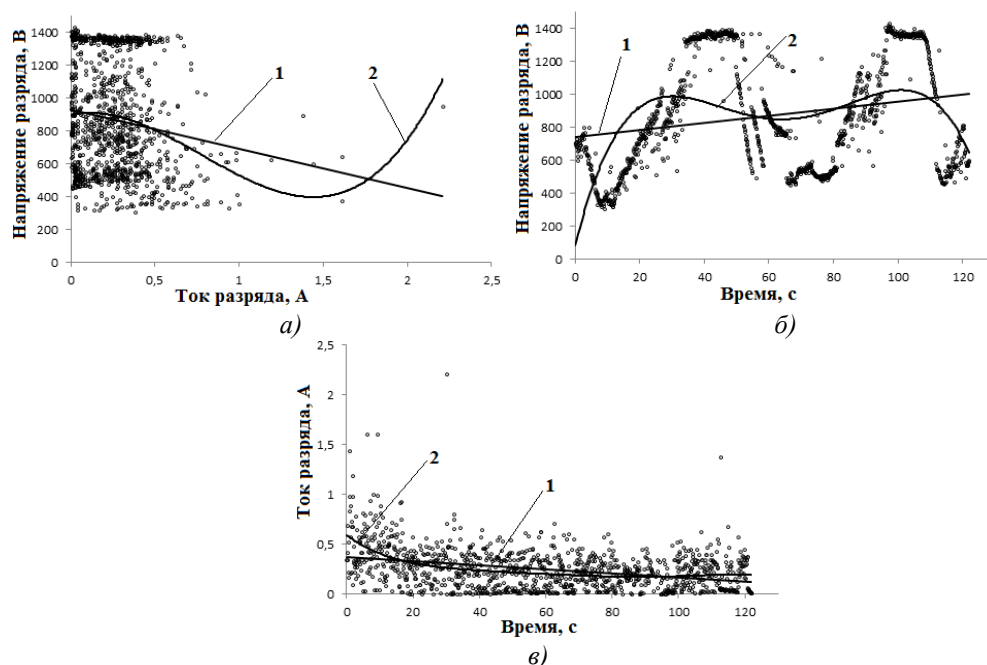


Рис.4 . Электрические характеристики разряда постоянного тока в диэлектрической трубке между двумя медными электродами в 3 %-ном растворе NaCl при межэлектродном расстоянии $l=100$ мм: а) вольт-амперная, б) вольт-секундная, в) ампер-секундная характеристики

Fig 4. Electrical characteristics of a DC discharge in a dielectric tube between two copper electrodes in a 3 % NaCl solution at an interelectrode distance $l=100$ mm: a) volt-ampere, b) volt-second, c) ampere-second characteristics

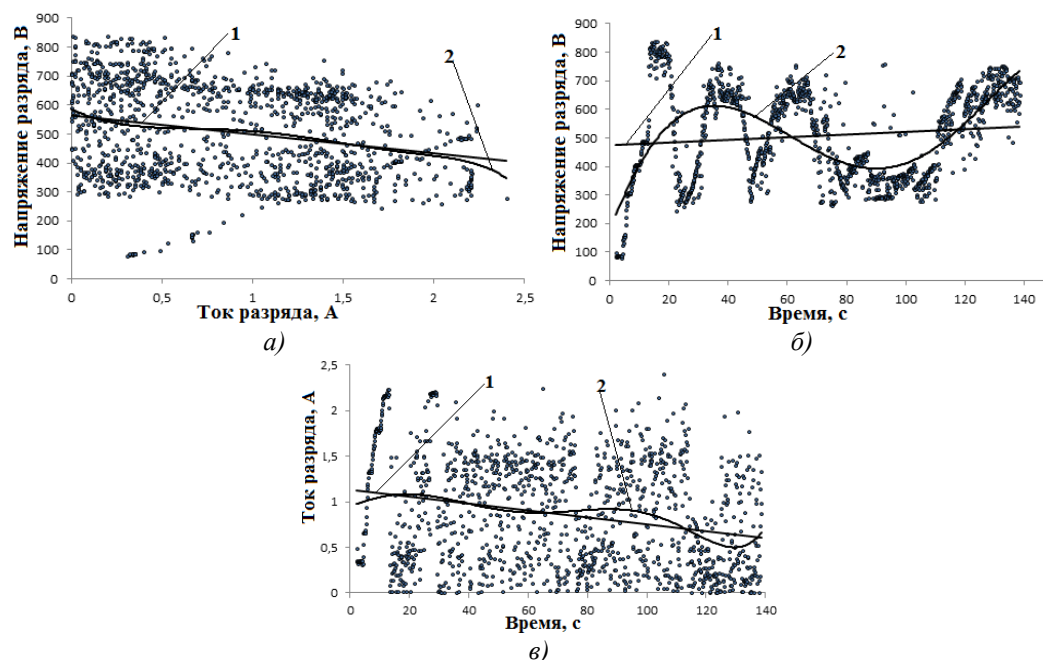


Рис.5. Электрические характеристики разряда постоянного тока в диэлектрической трубке между двумя медными электродами в 5 %-ном растворе NaCl при межэлектродном расстоянии $l=100$ мм: а) вольт-амперная, б) вольт-секундная, в) ампер-секундная характеристики.

Fig 5. Electrical characteristics of a DC discharge in a dielectric tube between two copper electrodes in a 5 % NaCl solution at an interelectrode distance $l=100$ mm: a) volt-ampere, b) volt-second, c) ampere-second characteristics.

Сравнение кривых (рис. 3–5) показало, что электрический пробой и зажигание устойчивого во времени разряда зависит от проводимости газожидкостной среды электролита. Так, при 1% растворе хлорида натрия пробой происходит при напряжении $U=727$ В, в 3%-ном- при $U=599$ В, в 5%- ном растворе при $U= 496$ В. Характер вольт-секундных и ампер-секундных характеристик (рис. 3 б, 3 в, 4 б, 4 в, 5 б, 5 в) зависит от происходящих случайных процессов в газожидкостной среде и имеют как падающий, так и возрастающий вид. Это связано с многочисленными пробоями, происходящими в газожидкостной среде электролита, горением и затуханием микрозарядов, возникновением пузырьков, движением электролита внутри диэлектрической трубки.

Закключение

Анализ осциллограмм тока и напряжения, а также результаты видеофиксации разряда дают нам понятие об образовании водорода не только в момент электролиза до зажигания разряда. Нестационарные микрозаряды после пробоя также позволяют генерировать газообразный водород в газожидкостной среде с неорганическими электролитами. Особенностью данного способа является то, что электрические разряды в трубке увеличивают выделение водорода.

Результаты экспериментальных исследований позволили разработать и создать малогабаритную установку для получения газообразного водорода. Для повышения производительности водорода количество изолированных разрядных ячеек увеличивают. Испытания показали, что малогабаритную установку можно взять как основу промышленной установки для получения газообразного водорода. Изолированные друг от друга разрядные ячейки позволят существенно увеличить мероприятия по технике безопасности.

Литература

1. Хорсанов Г.Л., Колесов В.В., Коробейников В.В. и др. Исследование возможности конверсии метана в синтез-газ и водород с использованием водяного пара быстрых натриевых реакторов // Труды регионального конкурса проектов фундаментальных научных исследований. Выпуск 22. 2017. С.254-261.
2. Fan, Z., Weng, W., Zhou, J., et al. Catalytic decomposition of methane to produce hydrogen: A review // Journal of Energy Chemistry. 2021. N58. pp.415-430.
3. Мальцев В.А., Нерушев О.А., Новопашин С.А. Способ получения водорода и углеродных нанотрубок из углеводородного газа. Патент РФ на изобретение

RU 2414418 C2. 20.03.2011. Доступно по: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37744491>. Ссылка активна на 02.04.2021.

4. Yan, X., Li, Y., Sun, C., et al. Hydrogen production from absorption-enhanced steam gasification of *Enteromorpha prolifera* and its char using Ce-doped CaO material // *Fuel*. 2021. Vol.287, N1. 119554.

5. Liu, S., Guo, L., Jin, H., et al. Hydrogen production by supercritical water gasification of coal: A reaction kinetic model including nitrogen and sulfur elements // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol.45, N56. pp. 31732-31744.

6. Булычев Н.А., Казарян М.А., Этираи А., и др. Плазменный разряд в жидкофазных средах под действием ультразвуковой кавитации как метод синтеза газообразного водорода // *Краткие сообщения по физике ФИАН*. 2018. Т.45. № 9.

7. Wang, L., Yang, C., Thangavel, et al. Enhanced hydrogen production in microbial electrolysis through strategies of carbon recovery from alkaline/thermal treated sludge // *Frontiers of Environmental Science and Engineering*. 2021. Vol 15. N4. pp.56.

8. Жерлицын А.Г., Корженко Д.В., Шиян В.П. Получение водорода из природного газа в плазме СВЧ- разряда при атмосферном давлении. Газовая промышленность, 2018. № 11 (777). С. 104-113.

9. Галимзянов И.И., Гайсин А.Ф., Фахрутдинова И.Т., и др. Некоторые особенности развития электрического разряда между струйным анодом и жидким катодом // *Теплофизика высоких температур*. 2018. Т. 56. № 2. С. 306-309.

10. Mezei P., Ceserfalvi T. Electrolyte cathode atmospheric glow discharges for direct solution analysis // *Applied Spectroscopy Reviews*. 2007. Vol.42, N.6. pp. 573 – 604. DOI: 10.1080/05704920701624451.

11. Садриев Р.Ш., Гайсин Аз.Ф., Насыбуллин Р.Т., и др. Некоторые особенности дуги переменного тока малой мощности и низкой частоты между твердым и жидким электродами // *Теплофизика высоких температур*. 2020. Т. 58. № 3. С. 465-468.

12. Гайсин Ал.Ф., Кашапов Н.Ф. Исследование физических процессов в зоне газового разряда между жидкими электродами // *Прикладная механика и техническая физика*. 2018. Т.4 № 350. С. 19-22.

13. Akhatov M. F., Kayumov R. R., Mardanov R. R., et al. Voltage drop in the jet electrolytic cathode // *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. 1588 (1) 012004. DOI: 10.1088/1742-6596/1588/1/012004

14. Takseitov, R.R., Galimova, R.K., Yakupov, Za.Y. Calculation of portable properties of some real gas mixtures at high temperatures // *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. 1588(1). 012065.

15. Багаутдинова Л.Н., Садриев Р.Ш., Гайсин А.Ф., и др. Некоторые особенности диэлектрического барьерного разряда с жидким и твердым электродами // *Теплофизика высоких температур*. 2019. Т.57. № 6. С. 953-956.

16. Гайсин А.Ф., Басыров Р.Ш., Сон Э.Е. Модель тлеющего разряда между электролитическим анодом и металлическим катодом // *Теплофизика высоких температур*. 2015. Т.53. № 2. С.193.

17. Gajsin F.M., Galimova R.K., Khakimov R.G. Vapor-gas discharge with nontraditional electrodes // *Elektronnaya Obrabotka Materialov*. 1994. №5. pp.27–29. (In Russ).

Авторы публикации

Гайсин Азат Фивзатович – д-р. техн. наук, профессор, Казанский государственный энергетический университет.

Гайсин Фивзат Миннебаевич – д-р. физ.-мат. наук, профессор, Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева-КАИ.

Багаутдинова Лилия Наилевна – канд. техн. наук, доцент, Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева-КАИ.

Хафизов Алмаз Анзянович – старший преподаватель, Казанский федеральный университет.

Валиев Рамиль Ильдарович – старший преподаватель, Казанский федеральный университет.

Газеева Елена Владимировна – канд. техн. наук, доцент, Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Khorasanov G.L., Kolesov V.V., Korobeinikov V.V. i dr. Issledovanie vozmozhnosti konversii metana v sintez-gaz i vodorod s ispol'zovaniem vodyanogo para bystrykh natrievykh reaktorov // Trudy regional'nogo konkursa proektov fundamental'nykh nauchnykh issledovani. Vypusk 22. 2017. S.254-261. (In Russ).
2. Fan, Z., Weng, W., Zhou, J., et al. Catalytic decomposition of methane to produce hydrogen: A review // Journal of Energy Chemistry. 2021;58:415-30. doi.org/10.1016/j.jchem.2020.10.049.
3. Mal'tsev V.A., Nerushev O.A., Novopashin S.A. Sposob polucheniya vodoroda i uglernodnykh nanotrubok iz uglevodorodnogo gaza. Patent RF na izobretenie RU 2414418 C2. 20.03.2011. Dostupno po: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37744491>. Ssylka aktivna na 02.04.2021.
4. Yan, X., Li, Y., Sun, C., et al. Hydrogen production from absorption-enhanced steam gasification of *Enteromorpha prolifera* and its char using Ce-doped CaO material. *Fuel*. 2021; 287:1. doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119554.
5. Liu, S., Guo, L., Jin, H., et al. Hydrogen production by supercritical water gasification of coal: A reaction kinetic model including nitrogen and sulfur elements. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(56):31732-44. doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.166.
6. Bulychiev N.A., Kazaryan M.A., Chaikov L.L., et al. Plasma discharge in liquid phase media under ultrasonic cavitation as a technique for synthesizing gaseous hydrogen. *Bulletin of the Lebedev Physics Institute*. 2018; 45(9):263-266. (In Russ). <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=38623630>.
7. Wang, L., Yang, C., Thangavel, et al. Enhanced hydrogen production in microbial electrolysis through strategies of carbon recovery from alkaline/thermal treated sludge. *Frontiers of Environmental Science and Engineering*. 2021;15(4):56. doi.org/10.1007/s11783-020-1348-4.
8. Zherlitsyn A.G., Korzhenko D.V., Shiyan V.P. Poluchenie vodoroda iz prirodnogo gaza v plazme SVCh- razryada pri atmosfernom davlenii. *Gazovaya promyshlennost'*. 2018; 11 (777):104-113. (In Russ).
9. Galimzyanov I.I., Gaisin A.F., Fakhrutdinova I.T., et al. Characteristics of the development of electric discharge between jet anode and liquid cathode. *High Temperature*. 2018; 56(2): 296–298 (In Russ).
10. Mezei P., Ceserfalvi T. Electrolyte cathode atmospheric glow discharges for direct solution analysis. *Applied Spectroscopy Reviews*. 2007;42(6): 573 – 604. DOI: 10.1080/05704920701624451.
11. Bagautdinova L.N., Sadriev R.S., Gaisin A.F., et al. Features of a low-power, low-frequency, ac arc between solid and liquid electrodes. *High Temperature*. 2020; 58(3):441–443. (In Russ). doi.org/10.1134/S0018151X20030037. (In Russ).
12. Gaisin A.F., Kashapov N.F. Investigation of physical processes in the gas discharge region between liquid electrodes. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2018; 59 (4):591-593. (In Russ). doi.org/10.1134/S002189441804003X. (In Russ).
13. Akhatov M. F., Kayumov R. R., Mardanov R. R., et al. Voltage drop in the jet electrolytic cathode. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020; 1588 (1):012004. DOI: 10.1088/1742-6596/1588/1/012004. (In Russ).
14. Takseitov R.R., Galimova R.K., Yakupov Za.Y. Calculation of portable properties of some real gas mixtures at high temperatures. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020; 1588(1). 012065. DOI: 10.1088/1742-6596/1588/1/012065. (In Russ).
15. Bagautdinova L.N., Sadriev R.S., Gaisin A.F., et al. Some Features of Dielectric Barrier Discharge with Liquid and Solid Electrodes. *High Temperature*. 2019; 57(6): 944–7. (In Russ). doi.org/10.1134/S0018151X19060051. (In Russ).
16. Gaisin A.F., Basyrov R.S., Son, E.E. Model of glow discharge between an electrolytic anode and a metal cathode. *High Temperature*. 2015;53(2):188–192. doi.org/10.1134/S0018151X1502008X. (In Russ).
17. Gaisin F.M., Galimova R.K., Khakimov R.G. Vapor-gas discharge with nontraditional electrodes. *Elektronnaya Obrabotka Materialov*. 1994;(5):27–29. www.elibrary.ru/item.asp?id=41703426. (In Russ).

Authors of the publication

Azat F. Gaysin - Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Fivzat M. Gaysin - Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev–KAI, Kazan, Russia

Liliya N. Bagautdinova- Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev–KAI, Kazan, Russia.

Almaz A. Khafizov- Kazan Federal University, Kazan, Russia.

Ramil I. Valiev- Kazan Federal University, Kazan, Russia.

Elena V. Gazeeva- Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено **11 марта 2021г.**

Отредактировано **25 марта 2021г.**

Принято **06 апреля 2021г.**

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

М.А. Плетнев, А.Н. Копысов

Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова
г. Ижевск, Россия

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0003-3275-2699>, pletnevm@list.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть особенности социально-экономического развития России в условиях четвертого энергетического перехода, который основан на использовании возобновляемых источников энергии и водорода в качестве энергоносителя. Выполнить сравнительный анализ подходов к разработке и реализации программ водородной энергетики в развитых странах и в России. *МЕТОДОЛОГИЯ.* Для решения поставленной задачи применялся метод анализа нормативной базы, монографической, научной и аналитической литературы, программных документов различного уровня, реальных шагов органов власти при реализации четвертого энергетического перехода. *ОБСУЖДЕНИЕ.* Показано, что действующая экономическая модель энергопотребления основана на возрастании энтропии, что приводит к необратимым изменениям мировой экосистемы. Четвертый энергетический переход отличается тем, что предусматривают снижение энтропии за счет аккумуляции рассеянной энергии и локализации продуктов ее производства. При этом переход к использованию возобновляемых источников энергии несет экономические риски, связанные с потерей сложившихся рынков традиционных энергоносителей, снижение производства продукции услуг для нефтегазового сектора экономики, введением «углеродного налога» на экспортную продукцию российских компаний, а также репутационные издержки. Показано, что Россия имеет ряд важных преимуществ в развитии водородной энергетики, которые могут привести к выходу на международные рынки технологий и энергоносителей. Обоснована важность работы с населением по разъяснению преимуществ зеленой энергетики, важность согласованных действий Правительства Российской Федерации и бизнеса с целью снижения издержек при переходе к новой энергетике. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Сформулированы предложения, которые целесообразно учесть в рамках реализации Плана мероприятий («дорожной карты») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года:

1. Дополнить дорожную карту системой мероприятий по донесению до населения необходимости внедрения зеленой энергетики, включая программы дополнительного, общего среднего и высшего образования.
2. Изменить структуру ФГОС общего среднего образования в части включения в перечень обязательных предметов химию и биологию с целью обеспечения кадрами водородной энергетики.
3. Определить приоритетность проектов по возобновляемым источникам энергии и водородной энергетики при формировании конкурсной документации институтами развития РФ.
4. Обеспечить реальную декарбонизацию энергетики страны для сохранения позиций экспорта сырьевых, продовольственных и промышленных товаров российских производителей.

Ключевые слова: четвертый энергетический переход, водородная энергетика, энтропия, экономические риски, дорожная карта по развитию водородной энергетики.

Для цитирования: Плетнев М.А., Копысов А.Н. Социально-экономические проблемы развития водородной энергетики // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 36-45. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-36-45.

SOCIO-ECONOMIC PROBLEMS OF HYDROGEN ENERGY DEVELOPMENT

MA. Pletnev, AN. Kopysov

Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russia

pletnevma@list.ru

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-3275-2699>

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider the features of the socio-economic development of Russia in the context of the fourth energy transition, which is based on the use of renewable energy sources and hydrogen as an energy carrier. To carry out a comparative analysis of approaches to the development and implementation of hydrogen energy programs in developed countries and in Russia. *METHODOLOGY.* To solve this problem, the method of analyzing the regulatory framework, monographic, scientific and analytical literature, program documents of various levels, real steps of the authorities in the implementation of the fourth energy transition was used. *DISCUSSIONS.* The current economic model of energy production and consumption is based on an increase in entropy, which leads to irreversible changes in the global ecosystem. The fourth energy transition involves the delocalization of energy production and the use of dissipated energy, which leads to a decrease in entropy. The transition to the use of renewable energy sources carries economic risks associated with the loss of established markets for traditional energy sources, a reduction in the production of products and services for the oil and gas sector of the economy, as well as the introduction of a "carbon tax" on the export products of Russian companies. Russia has achieved certain results in the development of hydrogen energy technologies, which can lead to access to international markets for hydrogen and technologies for its production. It is necessary to work with the public to explain the benefits of green energy. It is important to coordinate the actions of the Government of the Russian Federation and business to reduce costs during the transition to new energy. *CONCLUSION.* The authors have proposed measures that must be taken into account when implementing the Action Plan ("road map") for the development of hydrogen energy in the Russian Federation until 2024. 1. To supplement the roadmap with a system of measures to inform the population of the need to introduce green energy, including programs of additional, general secondary and higher education. 2. To change the structure of the Federal State Educational Standard of general secondary education in terms of including chemistry and biology in the list of compulsory subjects in order to provide personnel with hydrogen energy. 3. Determine the priority of projects on renewable energy sources and hydrogen energy in the formation of tender documentation by the development institutes of the Russian Federation. 4. Ensure real decarbonization of the country's energy sector to maintain the export positions of raw materials, food and industrial goods of Russian manufacturers.

Keywords: fourth energy transition, hydrogen energy, entropy, economic risks, a roadmap for the development of hydrogen energy.

For citation: Pletnev MA, Kopysov AN. Socio-economic problems of hydrogen energy development. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(2): 36-45. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-36-45.

Введение

Четвертый энергетический переход явился стимулом к развитию возобновляемой энергетики (ВИЭ), интеллектуальных электрических систем и использования водорода в качестве энергоносителя. В мире реализуются крупные проекты по развитию ВИЭ, производства, транспортировки и использования водорода в качестве топлива для различных видов транспорта, производства «зеленого» углеводородного топлива, газификации жилого фонда. Япония [1], Германия [2], США [3], Китай [4] и ряд других стран приняли «Зеленые» энергетические стратегии, смысл которых ясно изложен в Энергетической стратегии Европы [5]. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р утвержден план мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года [6].

Министерство энергетики считает, что Россия обладает важными конкурентными преимуществами по развитию водородной энергетики: наличием значительного энергетического потенциала и ресурсной базы, наличием недозагруженных

генерирующих мощностей, географической близостью к потенциальным потребителям водорода, научным заделом в сфере производства, транспортировки и хранения водорода, а также наличием действующей транспортной инфраструктуры. Это может позволить России в перспективе занять место лидера в сфере производства и поставок водорода на глобальный рынок.

Для реализации имеющегося в стране потенциала и достижения заложенных в Энергетической стратегии целей планом мероприятий («дорожной картой») по развитию водородной энергетики предусмотрены следующие основные направления работ:

- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;
- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, а также с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), атомной энергии;
- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;
- разработка и реализация мер государственной поддержки создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;
- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на водороде в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;
- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики; интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выход на зарубежные рынки.

По оценкам экспертов, к 2050 году доля водорода в мировом энергетическом балансе может увеличиться в разы. Во многом это связано с развивающимся в мире трендом на декарбонизацию экономики и снижение антропогенного воздействия на окружающую среду. Водородная энергетика рассматривается как одно из ключевых направлений достижения углеродной нейтральности, поскольку водород можно получать из низкоуглеродных источников, а его использование в качестве энергоносителя не приводит к выбросам парниковых газов [6].

В России задача по развитию водородной энергетики закреплена в ключевом отраслевом документе стратегического планирования – актуализированной Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [7].

Методология

Для решения поставленной задачи применялся метод анализа нормативной базы, монографической, научной и аналитической литературы, программных документов различного уровня, реальных шагов органов власти при реализации четвертого энергетического перехода.

Обсуждение

В России задача по развитию водородной энергетики закреплена в ключевом отраслевом документе стратегического планирования – актуализированной Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. Однако этот документ не всегда увязан с уже принятой до этого нормативной базой и требует уточнений [7].

В большинстве документов, разработанных для развития водородной энергетики в России и в мире, главным образом обсуждаются технологические, организационные и нормативно-правовые проблемы развития новой энергетики [8]. Однако важнейшей особенностью четвертого энергетического перехода является не технология, а принципиальное изменение подхода к использованию энергетических ресурсов. Существующая в настоящее время система обеспечения энергией построена главным образом на извлечении концентрированных запасов энергетического сырья на различных месторождениях, последующей транспортировки, выработки и распределения энергии. С точки зрения термодинамики, как отмечает Дж. Рифкин, это энергетика и построенная на ней экономика возрастания энтропии [9]. Изменения в мировой экосистеме последних десятилетий показывают, что уменьшение количества кислорода происходит более чем на 10 млн. тонн в год. Следовательно, содержание углекислого газа в атмосфере может достичь критической ситуации. По расчетам некоторых ученых известно, что увеличение количества CO₂ в 2 раза в атмосфере увеличит среднюю температуру Земли на 1,5-2 градуса из-за парникового эффекта. Вследствие повышения температуры происходит быстрое таяние ледников, которое

приводит к серьезному изменению всего окружающего мира, а также, возможен подъем уровня Мирового океана на 5 м [10]. Иначе говоря. Цепочка хозяйственной деятельности человечества выстроена следующим образом: поиск крупной локализации ресурсов (месторождений), добыча, транспортировка, переработка на энергию либо на продукты потребления, использование и делокализация продуктов потребления (зола, шлаки, углекислый газ, тепловые выбросы в системах охлаждения, продукты коррозии металлов и т.д.). результатом этой деятельности является уже упомянутое таяние горных и морских ледников, обезвоживание громадных территорий и последующее опустынивание – все это и есть примеры возрастания энтропии в масштабе всего мира.

Предложенная альтернатива в рамках четвертого энергетического перехода базируется на принципиально иной термодинамической модели: резкое снижение добычи и потребления углеродных энергоресурсов и снижение и выбросов углекислого газа, концентрирование рассеянной энергии для формирования энергетических потоков: ветра, солнечного излучения, гидроресурсов, тепловой энергии Земли, биомассы. Очевидно, что снижение энтропии при этом требует дополнительного расхода этой самой энергии (и денег), но при этом достигается главная цель – снижение разрушительных последствий предыдущего цикла производства и распределения энергии.

Сама постановка вопроса в этом контексте предполагает, что антиэнтропийная энергетическая политика не может быть реализована легко, поскольку несет в себе целый ряд вызовов существующей системе производства и перераспределения разных подсистем валового мирового продукта: денежных потоков, производственных и логистических схем, нормативно-правовой базы, систем обеспечения безопасности. Но самым сложным является изменение в мировоззрении людей, которым предстоит реализовывать все это, устраивать свою жизнь во всех ее проявлениях.

Целые поколения воспитаны на известной фразе И.В. Мичурина: «Мы не можем ждать милостей от природы, взять их у нее – наша задача» [11]. Не все помнят, что эта фраза была посвящена деятельности селекционеров, а не энергетических компаний, но сама фраза стала девизом развития экономики эксплуатации ресурсов.

В работу по реализации модели роста энтропии вовлечены громадные деньги, человеческие и интеллектуальные ресурсы. Прогноз мирового рынка нефти до 2040 года показывает, что до 2040 года потребность в инвестициях составит порядка 11 трлн. долл. США, из них 8,3 трлн. долл. США придется на добычу, 1,5 трлн. долл. США – на переработку и 1 трлн. долл. США – на транспортировку [12]. При этом потребление углеродных видов топлива будет неуклонно сокращаться, следовательно, снизится привлекательность инвестиций для потенциальных инвесторов [8].

Прогнозируемые изменения в структуре потребления энергоресурсов приведут к изменению в структуре экспорта российских энергоносителей, включая нефть, газ, уголь, электроэнергию. Кроме того, использование Зеленой энергии приведет к изменению структуры потребления энергоресурсов, материалов и оборудования внутри страны [8]. На примере развитых стран Европы и Азии мы видим, что для электрификации железной дороги не потребуется проводной сети, поскольку электричество генерируется водородными топливными элементами [13]. Автобусы в крупных городах также оснащаются топливными элементами на водороде [14]. Аналогичная работа начата в авиации [15]. Однако выводить из оборота имеющееся оборудование на газовом топливе экономически не целесообразно, поэтому энергетические компании начали разработку проектов по производству синтетического жидкого топлива из углекислого газа и Зеленого водорода, который можно использовать в имеющихся транспортных средствах без риска санкций за углеродный след [16].

Реализация в Европе и Азии мер по развитию Зеленой энергетики приведет к 2030 году к существенному снижению потребности этих регионов в традиционных энергоносителях, следовательно, к снижению российского экспорта. Кроме того, введение «углеродного налога» изменит конкурентоспособность не только энергоносителей, но и всей продукции, произведенной в России с использованием электроэнергии, полученной с помощью углеродной генерации. Одна из крупнейших в мире сетей, оказывающих профессиональные услуги, и одна из аудиторских компаний Большой четверки наряду с *Deloitte, Ernst & Young и PwC*, компания *KPMG* предсказала, что при базовом варианте налог будет введен в 2025 году и распространится только на прямые выбросы парниковых газов (непосредственно при производстве продукции). В этом случае нагрузка для российских экспортеров составит €33,3 млрд в 2025–2030 годах (более \$40 млрд) [17].

Важнейшим фактором влияния энергетического перехода будет снижение прибыли в традиционной энергетике, что приведет к постепенному сокращению объемов инвестиций, исследований, потребности в сырье, материалах и оборудовании, снижения потребности в сервисных и транспортных услугах и, как следствие, к сокращению числа занятых в отрасли и в связанных с нею отраслях. В настоящее время в российские предприятия освоили выпуск продукции и услуг для нефтегазового комплекса, их доля в общем объеме поставок предприятиям ТЭК в 2020 году составит более 50% [18] продукция многих из них вышла на зарубежные рынки. Большое число транспортных компаний обслуживают перевозку угля, нефти, газа и нефтепродуктов. Поэтому в настоящее время важно грамотно сориентировать бизнес на подготовку к изменению структуры спроса на их продукцию и услуги, что можно сделать через инструменты РВК, фонда Бортника и другие институты развития, обозначить приоритеты в проектах по Постановлению 218, ФРП и т.д. Хочется, чтобы не повторилась история с СПГ, когда для первых проектов в этой области в России пришлось использовать импортные готовые решения.

В последние годы в России проводится все больше исследований, связанных с развитием возобновляемых источников энергии [19,20] и других компонентов четвертого энергетического перехода. Начаты работы по применению водорода параллельно с природным газом на тепловых электростанциях [21].

Водород является надежным и универсальным источником чистой энергии, обладая большим потенциалом как инструмент реализации перехода к устойчивой низкоуглеродной экономике, выполняет семь функций в декарбонизации крупнейших секторов экономики:

1. Позволяет осуществить эффективную интеграцию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему. Существуют два пути увеличения гибкости и эффективности энергетической системы с большим количеством разнообразных ВИЭ при помощи водородных технологий:

- водород, получаемый методом электролиза, используя излишки электроэнергии в период перепроизводства, позволяет либо монетизировать электроснабжение в других секторах экономики (на транспорте, в промышленном производстве, при обогреве жилых зданий), либо сохранить эту электроэнергию для последующего использования;

- водород может выступать в качестве резервного источника энергии в период дефицита ее поставок или долгосрочного безуглеродного источника энергии сезонного хранения с тем, чтобы получать энергию тогда, когда производство ее из ВИЭ снижается, а спрос растет.

2. Обеспечивает распределение энергии между различными отраслями экономики и регионами. Поскольку водород и его соединения отличаются высокой энергетической плотностью и их можно легко транспортировать, он содействует эффективному и гибкому распределению энергии. Перевозка водорода морским или автомобильным транспортом, а также его перекачка по трубопроводам позволяют эффективно перераспределять энергию как на региональном, так и международном уровнях. Это преимущество использования водорода становится с экономической точки зрения привлекательным решением задачи транспортировки больших объемов энергии на значительные расстояния или в тех секторах экономики, где технологические и/или экономические факторы препятствуют прямой электрификации.

3. Действует в качестве буферного элемента для повышения устойчивости энергосистемы. Высокая теплотворная способность водорода, его пригодность для хранения в течение длительного времени, а также самые разнообразные варианты его использования делают водород перспективным буферным элементом, в том числе с точки зрения формирования стратегического запаса. Наиболее эффективной формой создания резервов было бы сочетание различных энергоносителей (ископаемые виды топлива, биотопливо/биомасса/синтетическое топливо и водород), которые могут использоваться по своему целевому назначению напрямую или после определенной трансформации.

4. Содействует декарбонизации транспортного сектора.

Декарбонизация транспорта потребует повсеместного внедрения транспортных средств с нулевыми выбросами, например автомобилей на водородных топливных элементах (FCEV). Использование водорода в топливных элементах позволяет избежать выбросов в атмосферу, а также получить бесшумные двигатели.

5. Содействует декарбонизации промышленного сектора. Промышленный сектор нуждается в повышении энергоэффективности (в том числе путем рекуперации

отработанного тепла). Технологии парового электролиза могут превратить отработанное тепло в водород. Промышленности также необходимо декарбонизировать источники тепла для технологических нужд, в том числе тепла низкого и высокого потенциала.

В промышленности существует несколько способов декарбонизировать тепло низкого потенциала. Там, где водород является побочным продуктом химической промышленности и вследствие этого легко доступен, или там, где требуются не только тепло, но и непрерывное электроснабжение, водород, безусловно, будет являться самым лучшим решением благодаря сочетанию топливных элементов с топливно-энергетической установкой (ТЭУ), печами или модифицированными газовыми турбинами.

Топливные элементы обладают большей эффективностью, чем печи, так как одновременно дают и тепло, и электричество, но их внедрение требует существенных капиталовложений. С другой стороны, для перевода печей на водород требуется лишь некоторая модификация уже имеющегося оборудования.

6. Содействует декарбонизации нефте- и газохимических отраслей. При применении технологий улавливания и использования углекислого газа (УИУ) (в качестве альтернативы хранению CO_2) потребуется водород, чтобы превращать собранный углерод в полезные химические вещества, такие как метанол, метан, муравьиная кислота или мочевины. Подобное использование водорода сделает технологии УИУ жизнеспособной альтернативой для тех отраслей, декарбонизация которых представляет особую сложность, например производство цемента и стали, а также будет способствовать декарбонизации определенных частей газо- и нефтехимической производственно-сбытовой цепочки.

7. Способствует декарбонизации жилищно-коммунального сектора. При отоплении зданий водород может использоваться непосредственно в качестве топлива или в составе водородных технологий.

Однако предпочтительнее всего было бы использовать их комбинацию, например ТЭУ на топливных элементах в качестве конвертера энергии. Такие установки позволяют вести эффективное производство тепла и электрической энергии (> 90 %). Для домов, подсоединенных к газовой сети, переход на отопление на основе технологий сжигания водорода может дать возможность использования существующей газовой сети. При весьма небольшой модификации и капиталовложениях такая сеть позволит безопасно перекачивать смесь водорода и природного газа [22].

Необходимым элементом развития Зеленой энергетики является организация подготовки кадров [23]. В Калининградской области откроют ресурсный центр по подготовке специалистов для возобновляемой энергетики. Консорциум «Технологическая водородная долина» был создан в ноябре 2020 года по инициативе Томского политехнического университета, Института катализа СО РАН, Института проблем химической физики РАН, Института нефтехимического синтеза РАН, Самарского политеха и Сахалинского государственного университета. На Международном симпозиуме «Устойчивая энергетика и энергомашиностроение – 2021: SUSE-2021» было заявлено о развитии Консорциума технического образования России и Казахстана (КТОРК), одной из целей которого является координация усилий вузов России и Казахстана по развитию Зеленой энергетики.

За последнее десятилетие в области водородной энергетики и технологии произошли качественные изменения. Если ранее основное внимание уделялось научным, технологическим и энергетическим аспектам, то в настоящее время на первый план выходят экологические, экономические и политические составляющие проблемы создания межотраслевой инфраструктуры, обеспечивающей широкомасштабное использование водорода. В то же время следует отметить, что в большинстве работ по конкретным направлениям водородной энергетики, технологии и экономики ощущается недостаток системного подхода, выявления взаимосвязи между этими направлениями и, как следствие, отсутствуют сбалансированные рекомендации стратегического порядка. Одним из немногих исключений являются экономические исследования по учету фактора загрязнения окружающей среды. В результате экономическая мотивация водородных программ остается в рамках представлений сегодняшнего дня. Без должного внимания к стационарным водородным установкам, в первую очередь технически и экономически апробированным в настоящее время, реализация такого подхода, по мнению Тарасова Б.П. и Потоцкого М.В., представляется проблематичной [24].

Важным элементом при реализации крупномасштабных проектов, к которым относится Четвертый энергетический переход, является работа с населением. В стратегических документах Японии [1], Европы [5] и ряда других стран предполагается реализация информационной и разъяснительной работы с населением в части использования новых видов энергии, повышения уровня экологического мышления. Для населения, научной общественности и бизнеса сигналом является политика руководства

страны. А вот здесь не все гладко. Министр энергетики заявил о предполагаемом снижении бюджетных инвестиций в развитие ВИЭ на 30% до 2035 года с целью сдерживание цен на электроэнергию в пределах инфляции [22]. Не совсем понятно, как это согласуется с общемировыми векторами развития энергетики. Кроме того, надвигающаяся угроза «углеродного налога» должна стимулировать развитие технологий ВИЭ.

Еще одним важным фактором работы с населением является повышение его просвещения в самом широком смысле этого слова. Необходимо, чтобы люди осознанно подходили к проблеме. Однако Министерство просвещения РФ инициировало введение нового ФГОС среднего общего образования, в котором с целью создания условий, позволяющих решить стратегическую задачу Российского образования – повышение качества образования, достижение новых образовательных результатов, соответствующих современным запросам личности, общества и государства. В результате школьники старших классов не естественнонаучного профиля вообще не будут изучать химию и биологию. А потом они придут в вузы, в том числе и энергетического профиля, и не смогут освоить соответствующие разделы, основанные на знании химии и биологии. Поэтому целесообразно внимательно изучить результаты введения нового ФГОС и при необходимости его скорректировать.

В странах Европы с 90-х годов прошлого века широко обсуждаются принятые в европейских странах программы экологически чистой водородной энергетики. Образовательная работа в этой сфере ведется в университетах, школах, колледжах, среди населения и туристов, в средствах массовой информации, в том числе в Интернете. В жизнь общества входят действующие модели водородных установок, линии водородных автобусов со стационарными заправками, престижные авторалли, продажа и аренда водородных автомобилей, демонстрация на выставках другой водородной техники, торговля водородными игрушками и т.п. Такой подход приносит результаты. К примеру, управление городским транспортом Барселоны в рамках европейского проекта «Чистый городской транспорт для Европы» в порядке эксперимента запустило в эксплуатацию три линии автобусов с водородными топливными элементами. Через некоторое время был проведен массовый опрос пассажиров. Новый вид транспорта безоговорочно поддержало 89,2%, и только 1,3% заявили, что новшество им не нравится.

В Российской Федерации водородная энергетика известна преимущественно по публикациям и то, главным образом, специалистам. Широким массам водородная энергетика почти не известна. Сложившееся в этой части отставание общественного сознания необходимо срочно преодолевать, ибо новая техника и технология могут войти в жизнь только при активном участии всего населения. В свое время так было с паровыми и углеводородными двигателями, с электричеством и газом. То же самое предстоит пройти и с водородной энергетикой [26].

Водородная тематика – важная часть Европейской зелёной сделки, ставшей первым масштабным стратегическим документом нового состава Европейской комиссии ЕС (ЕК), одобренным в середине декабря 2019 г., а также Новой промышленной стратегии Евросоюза, презентованной 10 марта 2020 г. 10 июня 2020 г. правительство Германии опубликовало давно ожидаемую стратегию производства и использования водорода – газа, который, с точки зрения европейского научного и экспертного сообщества, должен стать одной из основ энергетической трансформации и перехода к климатически нейтральной экономике.

Россия – на сегодняшний день важнейший поставщик ископаемых энергоносителей в ЕС – ни в германском, ни в европейском документах не упоминается.

Эксперты Германско-Российской внешнеторговой палаты в своих документах учли положения «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года», в первую очередь, раздела «Водородная энергетика», в котором поставлена задача всестороннего развития этой отрасли и вхождения РФ в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода, в том числе за счет реализации следующих ключевых мер:

- государственная поддержка производства и создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;
- увеличение масштабов производства H_2 из природного газа, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и атомной энергии;
- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;
- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование H_2 и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;

- интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выхода на зарубежные рынки.

Кооперация с Германией способна дать импульсы не только для развития отечественного рынка водородной энергетики, но и сектора ВИЭ и постепенного внедрения принципов климатически нейтрального народного хозяйства [27].

Заключение

Вектор развития энергетики в мире определен, поэтому необходимо разработать и реализовать комплекс мер, направленных на развитие Зеленой энергетики, в том числе водородной, в Российской Федерации. Как уже отмечалось, ряд базовых документов Правительством РФ уже приняты [6,7]. Однако эти документы носят скорее декларативный характер, комплекс реальных мероприятий по вхождению страны в четвертый энергетический переход еще предстоит разработать. Поэтому можно сформулировать ряд предложений, которые могли бы быть учтены при реализации Плана по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года (далее – План).

1. Дополнить План системой мероприятий по донесению до населения необходимости внедрения зеленой энергетики, включая программы общего среднего и высшего образования.

2. Изменить структуру ФГОС общего среднего образования в части включения в перечень обязательных предметов химию и биологию с целью обеспечения кадрами водородной энергетики.

3. Определить приоритетность проектов по возобновляемым источникам энергии и водородной энергетики при формировании конкурсной документации институтами развития РФ.

4. Обеспечить реальную декарбонизацию энергетики страны для сохранения позиций экспорта сырьевых, продовольственных и промышленных товаров российских производителей.

Литература

1. Akimova V.V., Tikhotskaya I.S. A way to a sustainable future: the solar industry in Japan// *Geography, environment, sustainability*. 2015. V.8. N3. pp. 92-100.
2. Shuvalova O.V., Chernyaev M.V., Rodionova I.A., et al. Peculiarities of the Russian and German Energy Policies in the Field of Alternative Energy Development // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2018. V. 8. N 4. pp. 199-206.
3. Amin S. M., Gellings C. W. The North American power delivery system: Balancing market restructuring and environmental economics with infrastructure security// *Energy*. 2006. V. 31, N. 6-7. pp. 967-999. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.013>.
4. Jiang B., Sun Z., Liu M. China's energy development strategy under the low-carbon economy // *Energy*. 2010. V. 35. N11. pp. 4257-4264.
5. Pepermans G. European energy market liberalization: experiences and challenges // *International Journal of Economic Policy Studies*. 2018. V. 13 N 3.
6. План мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года. <https://minenergo.gov.ru/node/19194>. Ссылка активна на 15 февраля 2021.
7. Alekseev A.N., Bogoviz A.V, Goncharenko L.P., et al. Critical Review of Russia's Energy Strategy in the Period until 2035 // *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2019. V. 9. N 6. pp. 95-102.
8. Kobrinskaya I., Machavariany G., Dynkin A., Baranovsky V. Russia and the World: 2019 IMEMO Forecast // *New Perspectives*. 2019. V. 27. N 2. pp. 87-114.
9. Rifkin J. The Third Industrial Revolution: How Lateral Power Is Transforming Energy, the Economy, and the World. St. Martin's Press; 2011.
10. Okuma K. The Evolving Relationship between Economy and Environment. Springer: 2015.
11. Мичурин И. В., Итоги шестидесятилетних трудов по выведению новых сортов плодовых растений. 3-е изд., М. 1934. С.11.
12. Galkina A.A., Grushevenko D.A., Kulagin V.A, et al. Development prospects of the world energy industry over the period up to 2040 and outcomes for the Russian fuel and energy sector // *St. Petersburg State Polytechnical University Journal Economics*. 2015. V. 211. N 1. pp. 59-70.
13. Noussan M., Raimondi P.P., Scita R., et al. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition: A Technological and Geopolitical Perspective// *Sustainability*. 2021. V.13. N 1. P. 298.
14. Hamurcu M., Eren T. Electric Bus Selection with Multicriteria Decision Analysis for Green Transportation// *Sustainability*. 2020. V.12. N 7. P.2777.

15. Lin Z.-M. Making aviation green // *Adv. Manuf.* 2013. N 1. pp.42–49.
16. Yao B., Xiao T., Makgae O.A. et al. Transforming carbon dioxide into jet fuel using an organic combustion-synthesized Fe-Mn-K catalyst // *Nat. Commun.* 2020. V. 11.
17. Andersen M.S., Ekins P. Carbon-energy taxation: lessons from Europe. Oxford University Press: 2009.
18. Kapranova L. D., Pogodina T. V. Financial and Economic Support of Innovation Processes in the Russian Fuel and Energy Complex // *Economics Taxes & Law.* 2019. V. 12, N 3. pp. 77-85.
19. Четошникова Л.М., Смоленцев Н.И., Четошников С.А., и др. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ.* 2018. Т. 20. № 5-6. С. 3-12.
20. Насырова Е.В., Тимербаев Н.Ф., Леухина О.В., др. Анализ данных ветромониторинга в Республике Татарстан // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ.* 2019. Т. 21. № 6. С. 39-50.
21. Таймаров М.А., Ильин В.К., Чикляев Е.Г., и др. Особенности применения метано-водородной фракции в качестве топлива для котлов ТЭС // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ.* 2019. Т.21. № 3. С.109-116
22. Edwards P.P., Kuznetsov V.L., David W. I. F. Hydrogen energy // *Phil. Trans. R. Soc. A.* 2007. V. 365. pp. 1043-1056.
23. Skiba R. Competency Standards for Emerging Hydrogen Related Activities// *Open Journal of Safety Science and Technology.* 2020. V. 10. pp. 42-52.
24. Tarasov B.P., Lototskii M.V. Hydrogen Energetics: Past, Present, Prospects, *Russ J General Chemistry*, 2007. V. 77, N 4, pp. 660-675.
25. Евплова Е.В. ФГОС основного общего образования: проблемы и их решение // *Стандарты и мониторинг в образовании.* 2014. № 3. С. 62-64.
26. Сигов А.С., Шинкаренко В.В., Евдокимов А.А. К программе водородного всеобуча в России // *Рос. хим. журн.*, 2006. № 6. С. 120-130.
27. Белов В.Б. Новые водородные стратегии ФРГ и ЕС: перспективы кооперации с Россией // *Современная Европа.* 2020. № 5. С.65-76.

Авторы публикации

Плетнев Михаил Андреевич – д-р хим. наук, доцент, заведующий кафедрой «Химия и химическая технология ИжГТУ имени М.Т. Калашникова.

Копысов Андрей Николаевич – канд. техн. наук, доцент, проректор по научной и инновационной деятельности ИжГТУ имени М.Т. Калашникова.

References

1. Akimova VV, Tikhotskaya IS. A way to a sustainable future: the solar industry in Japan. *Geography, environment, sustainability.* 2015; 8 (3): 92-100. <https://doi.org/10.24057/2071-9388-2015-8-3-92-100>.
2. Shuvalova OV. Osobennosty razviviya altermanivnoi energetiky Germanii. *Modern Problems of Science and Education.* 2012; 7 (6):192-196.
3. Amin SM, Gellings CW. The North American power delivery system: Balancing market restructuring and environmental economics with infrastructure security. *Energy*, 2006; 31(6-7),967-999. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.013>.
4. Jiang B, Sun Z, Liu M. China's energy development strategy under the low-carbon economy. *Energy.* 2010;35(11):4257-4264.
5. Pepermans G. European energy market liberalization: experiences and challenges. *International Journal of Economic Policy Studies.* 2018;13(3). doi: 10.1007/s42495-018-0009-0.
6. <https://minenergo.gov.ru/node/19194>. Accessed: 15 Feb 2021.
7. Alekseev AN, Bogoviz AV, Goncharenko LP, et al. Critical Review of Russia's Energy Strategy in the Period until 2035. *International Journal of Energy Economics and Policy.* 2019; 9(6):95-102.
8. Kobrinskaya I, Machavariany G, Dynkin A, Baranovsky V. Russia and the World: 2019 IMEMO Forecast. *New Perspectives.* 2019;27(2):87-114. doi: 10.1177/2336825X1902700205.
9. Rifkin J. *The Third Industrial Revolution: How Lateral Power Is Transforming Energy, the Economy and the World.* St. Martin's Press; 2011.

10. Okuma K. The Evolving Relationship between Economy and Environment. *Springer*. 2015. doi <https://doi.org/10.1007/978-981-10-4100-6>.
11. Michurin IV. *The Results of My Sixty Years' Work and prospects for the Future*, 1934.
12. Galkina AA, Grushevenko DA, Kulagin VA, et al. Development prospects of the world energy industry over the period up to 2040 and outcomes for the Russian fuel and energy sector. *St. Petersburg State Polytechnical University Journal Economics*, 2015;211(1):59-70.
13. Noussan M, Raimondi PP, Scita R, et al. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition: A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*, 2021;13(1):298. <https://doi.org/10.3390/su13010298>.
14. Hamurcu M, Eren T. Electric Bus Selection with Multicriteria Decision Analysis for Green Transportation. *Sustainability*, 2020;12(7):2777/ doi:10.3390/su12072777
15. Lin Z.-M. Making aviation green. *Adv. Manuf.*, 2013(1):42-49. <https://doi.org/10.1007/s40436-013-0008-3>.
16. Yao B, Xiao T, Makgae O.A. et al. Transforming carbon dioxide into jet fuel using an organic combustion-synthesized Fe-Mn-K catalyst. *Nat. Commun*, 2020;11. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-20214-z>.
17. Andersen MS, Ekins P. Carbon-energy taxation: lessons from Europe. Oxford University Press: 2009.
18. Kapranova LD, Pogodina TV. Financial and Economic Support of Innovation Processes in the Russian Fuel and Energy Complex. *Economics Taxes & Law*, 2019;1(3):77-85.
19. Chetoshnikova LM, Smolentsev NI, Chetoshnikov SA, et al. Autonomous power supply systems with renewable sources of energy and smart grid. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2018;20(5-6):3-12. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10>.
20. Nasyrova EV, Timerbayev NF, Leukhina OV, et al. Data analysis wind monitoring in the Republic of Tatarstan. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019;21(6):39-50. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-6-39-50>.
21. Taymarov MA, Ilyin VK, Chiklyaev EG, et al. Features of application of the methane-hydrogen fraction as fuel for thermal power plant boiler. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2019;21(3):109-116. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-3-109-116>.
22. Edwards PP, Kuznetsov VL, David WIF. Hydrogen energy. *Phil. Trans. R. Soc. A.*, 2007;365:1043–1056. doi:10.1098/rsta.2006.1965.
23. Skiba R. Competency Standards for Emerging Hydrogen Related Activities. *Open Journal of Safety Science and Technology*, 2020;10: 42-52. doi: 10.4236/ojsst.2020.102004.
24. Tarasov BP, Lototskii MV. Hydrogen Energetics: Past, Present, Prospects. *Russ J General Chemistry*, 2007;77(4): 660-675. doi: 10.1134/S1070363207040299.
25. Evplova E.S. PHGOS osnovnogo obshchego obrazovaniya: problem I ih resheniye. *Standarty I momitoring v obrazovanii*, 2014(3):62-64.
26. Sigov AS, Shinkarenko VV, Evdokimov AA. K programme vodorodnogo vsevobucha v Rossii. *Ros. Chim. Hurn*. 2006;L(6):120-130.
27. Belov VB. New Hydrogen Strategies of Germany and the EU and Prospects for Cooperation with Russia. *Sovremennaya Evropa*, 2020(5):65-76. <http://dx.doi.org/10.15211/soveurope520206576>.

Authors of the publication

Mikhail A. Pletnev – Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russia.

Andrei N. Kopysov – Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russia.

Получено

10 марта 2021г.

Отредактировано

17 марта 2021г.

Принято

31 марта 2021г.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭС С ВОДОРОДНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ

М.М. Султанов, Е.В. Курьянова

Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Волжском, Россия

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-5982-8983>,

sultanov_mm@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть различные варианты тепловых схем электрических станций и дать оценку основным технико-экономическим параметрам. В статье представлены результаты по разработке схем электрических станций мощностью (до 100 кВт) с парогенерирующей водородно-кислородной установкой для моделирования и выбора эффективных вариантов тепловых схем микрогенерационных энергетических установок на этапе проектирования и развития энергетических систем. МЕТОДЫ. Выполнен анализ предложенных вариантов тепловых схем с водородно-кислородным парогенератором, включающих схемные решения микрогазотурбинных установок с водородно-кислородным парогенератором, схему парогазовой установки с водородно-кислородным парогенератором и промежуточным перегревом пара, схему паротурбинной установки с водородно-кислородным парогенератором, схему паротурбинной установки с водородно-кислородным парогенератором и одноступенчатым промежуточным перегревом пара, схему паротурбинной установки с водородно-кислородным парогенератором и промежуточным перегревом пара и пароохладителем. РЕЗУЛЬТАТЫ. Предложен вариант тепловой схемы, который позволит определить подход к оценке топливной составляющей себестоимости производства тепловой и электрической энергии для отечественных электростанций. Представлено описание химического способа получения водорода в лабораторных условиях в генераторах водорода на основе гидролиза твердого реагента – алюминия – в реакционном сосуде, при котором контактирование частиц алюминия происходит в жидкой фазе водного раствора едкого натра. Особенностью предложенного способа является наличие возможности регулирования по расходам в магистральных подачи водной суспензии алюминия и водного раствора едкого натра, что позволяет значительно улучшить качество регулирования и снизить затраты на эксплуатацию таких систем. В значительной степени создание таких систем становится возможным при наличии спроса на выработанную электрическую энергию, что определяет необходимость обеспечения высоких значений технико-экономических показателей работы энергетических установок. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Расчетные оценки показали, что удельный расход условного топлива на производство электрической энергии микрогенерационными системами на основе газотурбинных установок с водородным генератором мощностью 5 – 100 кВт составляет от 0,098 до 0,117 кг/кВт·ч.

Ключевые слова: микрогенерационные установки, микро-ГТУ, КПД, использование водорода, парогенерирующая водородно-кислородная установка.

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке государственного задания Российской Федерации FSWF-2020-0025 «Разработка методов и анализ способов достижения высокого уровня безопасности и конкурентоспособности объектов энергетических систем на базе цифровых технологий».

Для цитирования: Султанов М.М., Курьянова Е.В. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 46-55. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-46-55.

TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE PARAMETERS OF THERMAL SCHEMES OF THERMAL POWER PLANTS WITH A HYDROGEN GENERATOR

MM. Sultanov, EV. Kuryanova

Moscow Power Engineering Institute, Russia
ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-5982-8983>,
sultanov_mm@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider various variants of thermal schemes of power plants and to assess the main technical and economic parameters. The article presents the results of the development of schemes of electric power plants with a capacity of up to 100 kW with a steam-generating hydrogen-oxygen plant for modeling and selecting effective options for thermal schemes of microgeneration power plants at the stage of design and development of energy systems. *METHODS.* The analysis of the proposed variants of thermal schemes with a hydrogen-oxygen steam generator, including circuit solutions of micro-gas turbine installations with a hydrogen-oxygen steam generator, a scheme of a steam-gas installation with a hydrogen-oxygen steam generator and intermediate steam superheating, a scheme of a steam-turbine installation with a hydrogen-oxygen steam generator, a scheme of a steam-turbine installation with a hydrogen-oxygen steam generator and a single-stage intermediate steam superheating, is performed, the scheme of a steam turbine installation with a hydrogen-oxygen steam generator and an intermediate superheat of steam and a steam cooler. *RESULTS.* A variant of the thermal scheme is proposed, which will allow determining the approach to estimating the fuel component of the production cost of heat and electricity for domestic power plants. The article describes a chemical method for producing hydrogen under laboratory conditions in hydrogen generators based on the hydrolysis of a solid reagent-aluminum-in a reaction vessel, in which the contact of aluminum particles occurs in the liquid phase of an aqueous solution of caustic soda. A feature of the proposed method is the possibility of regulating the flow rates in the supply lines of an aqueous suspension of aluminum and an aqueous solution of caustic soda, which can significantly improve the quality of regulation and reduce the cost of operating such systems. To a large extent, the creation of such systems becomes possible if there is a demand for the generated electrical energy, which determines the need to ensure high values of technical and economic indicators of the operation of power plants. *CONCLUSION.* Calculated estimates have shown that the specific consumption of conventional fuel for the production of electric energy by microgeneration systems based on gas turbine units with a hydrogen generator with a capacity of 5-100 kW ranges from 0.098 to 0.117 kg/kWh.

Keywords: microgeneration plants, micro GTU, efficiency, use of hydrogen, steam generating hydrogen-oxygen plant.

Acknowledgments: The research is funded by Russian Federation public contract FSWF -2020-0025 «Technique development and method analysis for ensuring power system object security and competitiveness based on the digital technologies».

For citation: Sultanov MM, Kuryanova EV. Research of the application of hydrogen as a fuel to improve energy and environmental performance of gas turbine plants. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(2): 46-55. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2- 46-55.

Введение

В настоящее время российская энергетика переживает технологические изменения, позволяющие осуществить переход к совершенно новому уровню развития. Одним из динамически развивающихся за последнее десятилетие направлений является распределённая генерация [1-3].

Согласно Федеральному закону от 23.03.2003 № 35 «Об электроэнергетике» под объектом микрогенерации понимается объект, предназначенный для производства электроэнергии, энергетические устройства которого присоединены к объектам электроэнергетической системы с уровнем напряжения до 1000 В, функционирующие в целях удовлетворения собственных нужд. Технологическое присоединение объектов малой мощности должно обеспечивать выдачу электроэнергии в сеть с максимальной мощностью,

которая не превышает величину максимальной мощности принимающих устройств потребителя электроэнергии и составляющей не более 15 кВт.

К основным объектам распределенной генерации относят объекты генерации мощностью до 25 МВт, объекты когенерации, системы на основе возобновляемых источников энергии, системы хранения электроэнергии, технологии Микрогрид. Развитие малой генерации происходит и за счет строительства объектов с применением газотурбинных и газопоршневых установок, а снижение затрат происходит за счет использования недорогих видов топлива [1].

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 года одной из задач развития энергетики - является интеллектуализация электроэнергетической системы, в том числе, за счёт внедрения объектов распределенной генерации за счет риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий [1].

Таким образом, актуальной становится задача разработки эффективной, надежной и экологически безопасной микроэнергетической установки и внедрение ее в энергетическую систему России, разработки технологии автономного производства водорода и кислорода, водородо-кислородной парогенерации, требующей минимальных капитальных затрат на реконструкцию парогенераторного и турбогенераторного оборудования [1-9].

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ схем получения водорода в водородном генераторе за счет гидролиза твердого реагента – алюминия.
2. Разработать методику расчета себестоимости получения водорода за счет гидролиза твердого реагента – алюминия – в водородном генераторе.
3. Разработать схемы тепловой паротурбинной электростанции с парогенерирующей водородно-кислородной установкой.
4. Провести анализ предложенных вариантов тепловых схем микроГТУ мощностью до 100 кВт с водородно-кислородным генератором.

Строительство и ввод новых объектов микрогенерации выйдет на высокий уровень после осознания выгоды их применения. Анализ показал, что конкурентные преимущества можно выделить: в экономике (возможность ограничить рост цен на электрическую энергию); в экологии (сокращение вредных выбросов, предотвращение изменения климата); в управлении (развитие новых технологий).

Технологии микрогенерации могут включать различные источники электрической и тепловой энергии (солнечные электрические станции, ветроэлектростанции, дизельные генераторные установки, включая применение альтернативных видов топлива, в том числе водород, а также газотурбинные и газопоршневые установки).

Наиболее значимыми факторами для принятия решения о строительстве собственной микрогенерации являются:

- отсутствие затрат на передачу энергии потребителю;
- возможность изменять объемы производства тепловой и электрической энергии;
- использование в качестве топлива побочных продуктов производства;
- использование в производстве местных энергетических ресурсов.

Основными препятствиями выхода технологий малой генерации на рынок является отсутствие нормативно-правовой базы и стандартов для технологического присоединения к сети; процедуры сертификации оборудования, используемого для подключения; отсутствие регулируемых стимулов и тарифов для подключения.

Процесс реформирования сопровождается цифровизацией энергетики, в связи с этим необходимо создание цифровой системы, сочетающей процессы сбора, обработки, передачи цифровой информации; создание новых моделей эффективных рынков энергии и мощности. В связи с этим распределенные источники энергии могут стать альтернативой централизованному энергоснабжению [2-6].

При традиционных централизованных схемах электроснабжения потребителей электрическая энергия транспортируется по воздушным линиям электропередач от подстанций районных электрических сетей. Источниками энергии являются тепловые (ТЭС) и атомные электрические станции (АЭС), гидравлические электростанции (ГЭС), ветряные (ВЭС) и солнечные электрогенераторы (СЭС). В обобщенной структуре выработки электрической энергии в России на долю ТЭС приходится 63,70%, АЭС вырабатывает 19,25%, ГЭС обеспечивает производство 16,98% от общего количества электрической энергии. По данным ОАО «СО ЕЭС» в 2019 году в России было выработано 1070,9 млрд. кВт·ч электрической энергии. На долю СЭС приходится 0,22%, вклад ВЭС составляет 0,06% от общей установленной мощности электрических станций страны, при этом их установленная мощность составляет 535,1 и 145,9 МВт, соответственно. Важно

заключить, что электрическая мощность распределенных источников энергии в России равна 24 ГВт (примерно 9% от всей установленной мощности энергосистемы). Дальнейшее увеличение количества и мощности вновь вводимых микрогенерирующих установок и их участие в единой энергосистеме необходимо проводить для повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, за счет применения в распределенной генерации более дешевого альтернативного топлива, а также формирования с непосредственным их участием локальных интеллектуальных энергосистем [10-15].

Необходимо отметить, что при расчете себестоимости выработки электрической энергии на базе микрогенерационных установок, необходимо учитывать затраты на топливо, составляющую капитальных затрат себестоимости электрической энергии, а также эксплуатационные расходы. Отметим, что при определении частного вклада вышеприведенных составляющих себестоимости электрической энергии на топливную составляющую приходится порядка 30–39 %, составляющая капитальных затрат себестоимости равна 20–36 %, эксплуатационные расходы составляют около 34–41 %. Рассмотрим вариант, в котором для различного состава импортных микрогенерационных газотурбинных установок себестоимость производства электрической энергии составила: $2\text{ГТУ} \times 30\text{кВт} = 4,69 \text{ рубля/кВт}\cdot\text{ч}$, $1\text{ГТУ} \times 65\text{кВт} = 8,21 \text{ рублей/кВт}\cdot\text{ч}$. В ходе предварительных расчетных оценок было установлено, что на себестоимость электрической энергии в большей степени влияют эксплуатационные расходы, связанные с техническим обслуживанием установок, выполняемым, как правило, заводом-изготовителем. При работе рассмотренных газотурбинных установок топливная составляющая себестоимости электрической энергии может быть значительно уменьшена за счет применения альтернативных видов сжигаемого топлива (например, конверторный газ, водород, синтез-газ) [7-9].

Методы

Описание схем микрогенерационных газотурбинных установок и способа получения водорода

В последнее время одним из актуальных вопросов в энергетике является использование более эффективных технологий производства энергии. Одним из таких направлений является создание водородных минипарогенераторов малой мощности (до 200 кВт) и внедрение их в тепловые схемы электростанций.

Разработана схема тепловой паротурбинной электростанции с парогенерирующей водородно-кислородной установкой. Данная схема содержит парогенерирующую водородно-кислородную установку, в которую подается вода, а также водород от водородной установки гидролиза твердого реагента – алюминия в реакционном сосуде и кислород от кислородной установки. Вырабатывается пар, который поступает в турбину и далее схема работает по принципу обычной тепловой электростанции. В качестве резервной установки для получения водорода и кислорода предусмотрена электролизёрная установка. В схеме предусмотрена электрохимическая установка на топливных элементах, которая используется в качестве аварийной системы энергоснабжения и для обеспечения собственных нужд станции [17].

Предлагаемый вариант тепловой схемы позволит определить подход к оценке топливной составляющей себестоимости производства тепловой и электрической энергии для отечественных электростанций.

Одним из преимуществ рассматриваемой схемы является то, что водород и кислород производится в отдельной водородной установке непрерывного действия гидролиза твердого реагента – алюминия в реакционном сосуде и кислородной установке, а не подводится из стационарных хранилищ, являющиеся объектами повышенной опасности.

Для уменьшения затрат на топливо и развития новых технологий получения альтернативных энергетических ресурсов в настоящее время в сфере автономной распределенной энергетики разрабатываются проекты генераторов получения водорода, преимущественно электрохимического типа, для использования как в стационарных установках, на транспорте, так и в системах заправки и восполнения потерь водорода в системах охлаждения электрических генераторов.

Обзор существующих разработок по алюмоводородному направлению показал, что активно патентуются технологии по использованию продуктов гидролиза в качестве ценного вторичного сырья в промышленности. Наибольший технический интерес представляют такие технологии для автономных энергетических систем.

В связи с этим, авторами разработаны способ производства и моделирования процессов в химических реакторах, а также тепловые схемы микрогенерационных

газотурбинных установок с применением водородного генератора, как показано на рисунках 1 – 4.

Моделирование процессов получения водорода за счет гидролиза твердого реагента – алюминия в реакционном сосуде может быть использовано для оптимизации массообмена и гидродинамических процессов в альтернативных вариантах проектируемых генераторов водорода. Контактное взаимодействие веществ-имитаторов происходит в реальном или модельном реакторе. Твердую фазу – частицы алюминия моделируют частицами пищевой соды, а жидкую фазу – водный раствор едкого натра моделируют водным раствором уксусной кислоты; газообразный продукт гидролиза – водород – моделируют углекислым газом. Предлагаемый способ моделирования не требует проведения процесса при высоких температурах и с использованием взрывоопасных веществ, поэтому обладает рядом преимуществ по сравнению с известными способами: простотой, безопасностью, экономичностью [4, 16-19].

В генераторах водорода на основе гидролиза твердого реагента – алюминия – в реакционном сосуде контактирование частиц алюминия происходит в жидкой фазе водного раствора едкого натра. Регулирование выхода водорода основано на том, что используется реактор непрерывного действия, когда процесс получения водорода можно регулировать по расходам в магистралях подачи водной суспензии алюминия и водного раствора едкого натра, что позволяет улучшить качество регулирования и снизить затраты на эксплуатацию.

Реализация алюмината может принести дополнительный доход, снизив себестоимость производимого водорода. Стоимость водорода, производимого генератором, складывается из цены на воду, катализаторы, электроэнергию на перекачивание реагентов. Анализ проведенного расчета себестоимости водорода (порядка 4,91 руб/м³) за счет твердого реагента – гидролиза алюминия показал высокую эффективность применения таких технологий [16].

Использование разработанного варианта генератора и способа получения водорода позволит снизить затраты на топливную составляющую себестоимости производства электрической энергии, оценочно на 10-15 %, и будет способствовать развитию технологий микрогенерации на основе газотурбинных установок с использованием водородного топлива. В совокупности со снижением расходов на эксплуатацию предлагаемые технические решения позволяют обеспечить себестоимость вырабатываемой электрической энергии микрогенерационными комплексами на базе газотурбинных установок на уровне 2,5-3 рубля/кВт·ч, и тем самым повысить их конкурентоспособность и спрос на розничном рынке электрической энергии и мощности.

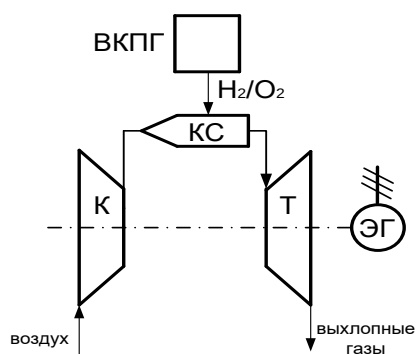


Рис. 1. Схема микрогенерационной газотурбинной установки с водородно-кислородным парогенератором К – компрессор, КС – камера сгорания, ВКПГ – водородно-кислородный парогенератор, Т – турбина, ЭГ – электрогенератор

Fig. 1. Diagram of a cogeneration gas turbine unit with a hydrogen-oxygen steam generator K – compressor, CS – combustion chamber, VKPG – hydrogen-oxygen steam generator, T – turbine, EG – electric generator

В камеру сгорания газотурбинной установки подается воздух, нагнетаемый компрессором, и отдельно поступает кислород. Образующиеся в камере сгорания высокотемпературные газы совершают работу на рабочих ступенях турбины. Выхлопные газы от газотурбинной установки для повышения экономичности процесса когенерации направляются на утилизацию [4, 9].

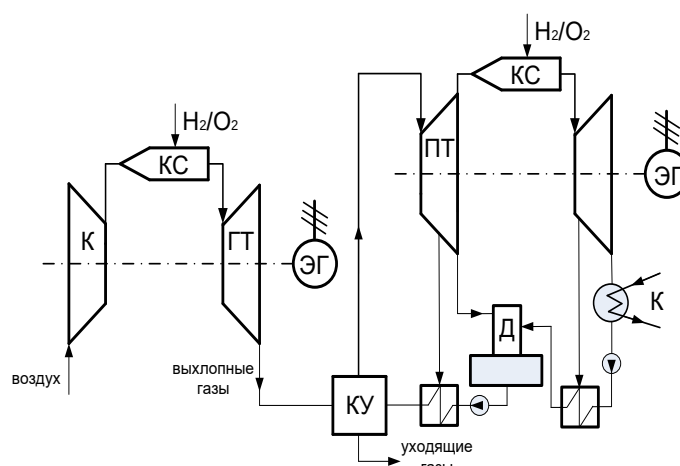


Рис. 2. Тепловая схема ПГУ с водородно-кислородным парогенератором и промежуточным перегревом пара К – компрессор, ГТ – газовая турбина, ЭГ – электрогенератор, КУ – котел-утилизатор, ПТ – паровая турбина, КС – камера сгорания, Д – деаэратор

Выхлопные газы газотурбинной установки направляются в котел-утилизатор, в котором значительная часть теплоты передаётся пароводяному рабочему телу. Сгенерированный пар поступает в турбину, где дополнительно используется водородный перегрев пара для эффективности работы микрогенерационной установки.

Разработаны тепловые схемы паротурбинных установок (ПТУ) с водородно-кислородными парогенераторами, представленные на (рис.3) и (рис.4).

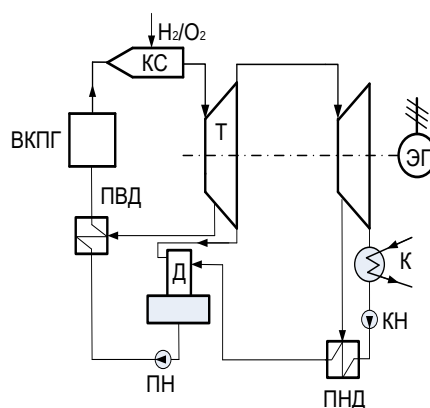


Рис. 3. Тепловая схема ПТУ с водородно-кислородным парогенератором ВКПГ – водородно-кислородный парогенератор, КС – камера сгорания, Т – турбина, ЭГ – электрогенератор, К – конденсатор, КН – конденсатный насос, ПНД – подогреватель низкого давления, Д – деаэратор, ПН – питательный насос, ПВД – подогреватель высокого давления

В предложенной схеме между водородно-кислородным парогенератором и турбиной установлена камера сгорания для дополнительного перегрева пара на входе в турбину. Далее пар, совершив работу в проточной части турбины конденсируется и конденсатным насосом прокачивается через ПНД, деаэратор и ПВД.

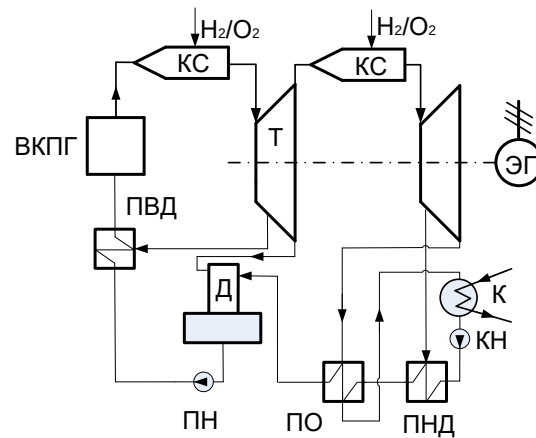


Рис. 4. Тепловая схема ПТУ с водородно-кислородным парогенератором и двухступенчатым промежуточным перегревом пара и пароохладителем ВКПГ – водородно-кислородный парогенератор, КС – камера сгорания, Т – турбина, ЭГ – электрогенератор, К – конденсатор, КН – конденсатный насос, ПНД – подогреватель низкого давления, Д – деаэрактор, ПН – питательный насос, ПВД – подогреватель высокого давления, ПО – пароохладитель

Fig. 4. Thermal scheme of a PTU with a hydrogen-oxygen steam generator and a two-stage intermediate superheating of steam and a steam cooler VKPG – hydrogen-oxygen steam generator, CS-combustion chamber, T-turbine, EG-electric generator, K-condenser, KN-condensate pump, HDPE-low-pressure heater, D-deaerator, PN-feed pump, LDPE-high-pressure heater, PO-steam cooler

Для повышения тепловой экономичности в данной схеме двухступенчатый перегрев пара, а также установлен пароохладитель для дополнительного подогрева конденсата отработанным паром турбоустановки.

Обсуждение результатов

В работе выполнен поверочный термогазодинамический расчет схемы микрогенерационной газотурбинной установки с водородно-кислородным генератором (рис.1). В качестве исходных данных задавались параметры окружающей среды (давление и температура воздуха (101325 Па и 15°C, соответственно)), также учитывались характеристики теплоты сжигания водорода, КПД камеры сгорания газотурбинной установки принимался на уровне 0,99, В результаты теплового расчета микроГТУ в зависимости от температуры газов перед турбиной получены следующие технико-экономические показатели, представленные на рисунках 5 и 6.

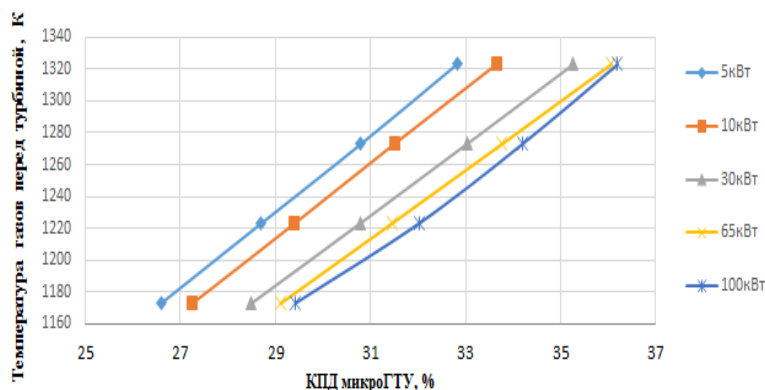


Рис. 5. Зависимость изменения КПД микроГТУ от температуры газов перед турбиной для установок различной электрической мощности

Fig. 5. Dependence of the change in the efficiency of micro-GTU on the temperature of the gases in front of the turbine for installations of different electrical power

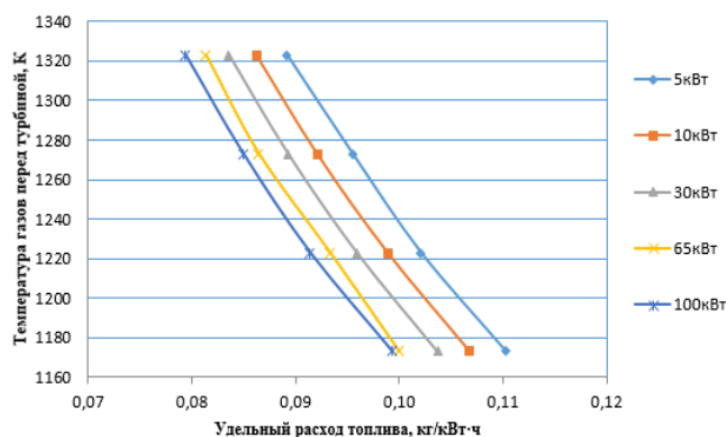


Рис. 6. Зависимость изменения удельного расхода топлива от температуры газов перед турбиной для микроГТУ различной электрической мощности

Fig. 6. Dependence of the change in the specific fuel consumption on the temperature of the gases in front of the turbine for micro GTU of different electrical power

Приведенные на рисунках 5 и 6 результаты расчетов представлены для модельного ряда (ВКПГ-5, ВКПГ-10, ВКПГ-30, ВКПГ-65, ВКПГ-100) микрогенерационных установок с водородным генератором от 5 до 100 кВт с учетом климатических условий их работы. Таким образом, расчетные оценки показали, что удельный расход условного топлива на производство электрической энергии микрогенерационными системами на основе ГТУ с водородно-кислородным генератором мощностью 5 – 100 кВт при номинальном режиме работы составляет от 0,098 до 0,117 кг/кВт·ч. При этом электрический КПД микроГТУ изменяется в диапазоне от 26,5 до 36,2 % при температуре газов перед турбиной, равной 1170К.

Выводы

Разработанные варианты тепловых схем микрогенерационных установок могут быть использованы при обосновании на стадии проектирования тепловых электрических станций мощностью до 100 кВт, включающие схемные решения микроГТУ с водородно-кислородным парогенератором, схему ПГУ с водородно-кислородным парогенератором и промежуточным перегревом пара, схему ПТУ с водородно-кислородным парогенератором, схему ПТУ с водородно-кислородным парогенератором и одноступенчатым промежуточным перегревом пара, схему ПТУ с водородно-кислородным парогенератором и промежуточным перегревом пара и пароохладителем. КПД по производству электрической энергии приведенных тепловых схем составляет 31–34,5 % при температуре газов перед турбиной, равной 1270К. Удельный расход топлива на производство электрической энергии составляет 0,098–0,117 кг/кВт·ч в зависимости от типа модельной установки.

Выполнен детальный анализ схемы получения водорода за счет гидролиза твердого реагента – алюминия – в водородном генераторе. Показано, что регулирование выхода водорода основано на том, что используется реактор непрерывного действия, когда процесс получения водорода можно регулировать по расходам в магистралях подачи водной суспензии алюминия и водного раствора едкого натра, что позволяет улучшить качество регулирования и снизить затраты на производство водорода и эксплуатацию энергетических установок.

Предлагаемые технические решения по тепловым схемам энергетических установок микрогенерации (до 100 кВт) могут быть использованы при обосновании и выборе вариантов энергоснабжения потребителей в системах распределенной энергетики.

Литература

1. Филиппов С.П., Дильман О.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4-17.
2. Головшиков В.О. Готова ли электроэнергетика России к переходу на новую технологическую платформу, основанную на массовой цифровизации? // Энергетик. 2018. № 11. С. 3-6.
3. Веселов Ф.В., Макаров А.А., Макарова А.С. Методы и результаты оценки эффективности ускоренной модернизации электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2013. № 1. С. 6-15.

4. Султанов М.М., Курьянов В.Н., Терентьев Г.Ф. и др. Способ моделирования процессов в химических реакторах. Патент РФ на изобретение № 2018105753. 19.03.2019. Бюл. №8 Доступно по: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37358470>. Ссылка активна на 29 марта 2021.
5. Малышенко С.Л., Счастливцев А.И. Термодинамическая эффективность геотермальных станций с водородным перегревом пара // Теплоэнергетика. 2010. №11. С. 23-27.
6. Безуглов Р.В. Микротурбинная установка для эффективного энергоснабжения автономных индивидуальных потребителей // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2013. № 1. С. 51–55.
7. Беккер В.Л. Расчет различных вариантов тепло- и электроснабжения промышленных объектов на базе когенерационной мини-ТЭЦ // Вестник МГСУ. 2008. № 3. С. 64-69.
8. Коробицин Н.А., Салмин В.В. Расчет основным энергетических показателей работы ГТУ в составе мини-ТЭЦ котельной // Энергетика Татарстана. 2009. № 1. С. 15-18.
9. Маслеева О.В., Пачурин Г.В., Головкин Н.Н. Экологическая и экономическая оценка использования мини-ТЭЦ, работающих на природном и биогазе // Международный журнал экспериментального образования. 2014. №1. С. 86-92.
10. Gholinejad H., Loni A., Adabi J., et.al. A hierarchical energy management system for multiple home energy hubs in neighborhood grids // Journal of Building Engineering. 2019. V. 28. pp.101028.
11. Ganjehloua H.G., Niaeia H., Jafaria A., et.al. Anoveltechno-economicmulti-leveloptimizationinhome-microgridswith coalition formation capability // Sustainable Citiesand Society. 2020. V.60. pp.1-19.
12. Monfared H. J., Ghasemi A., Loni A., et.al A hybrid price-based demand response program for the residential micro-grid // Energy. 2019. V.185. pp. 274 -285.
13. Nazari-Heris M., Mirzaei M., Mohammadi-Ivatloo B., et.al. Economic-environmental effect of power to gas technology in coupled electricity and gas systems with price-responsive // Journal of Cleaner Production. 2020. V. 244. pp.1-12.
14. Jadidbonab M., Mohammadi-Ivatloo B., Short-Term Self-Scheduling of Virtual Energy Hub Plant Within Thermal Energy Market / IEEE Transactions on industrial electronics. 2021. V. 68(4).
15. Sultanov M.M., Konstantinov A.A., Ivanitskii M.S. Environmental aspects of thermal power equipment operation modes optimization// International Journal of Hydrogen Energy. 2017. V. 42. № 18. P. 13300 -13306.
16. Султанов М.М., Терентьев Г.Ф., Кузеванов В.С., и др. Способ получения водорода за счет гидролиза твердого реагента-алюминия в реакционном сосуде. Патент РФ на изобретение. №2013150927/05. 27.03.2015. Бюл. № 9. <https://patents.google.com/patent/RU2545290C1/ru>. Ссылка активна на 27.03.2015.
17. Роголѳ Н.Д., Султанов М.М., Терентьев Г.Ф., и др. Тепловая паротурбинная электростанция с парогенерирующей водородно-кислородной установкой. Патент РФ на изобретение. №2018126592. 25.12.2019. Бюл. № 36. <https://patents.google.com/patent/RU2545290C1/ru>. Ссылка активна на 29.03.2021.
18. Mutlu R.N., Gizir A.M., Kucukkara I. Hydrogen generation by electrolysis under subcritical water condition and the effect of aluminium anode. International Journal of Hydrogen Energy. 2020. V. 45. № 23. pp. 12641-12652.
19. Sevastyanova L.G., Klyamkin S.N., Bulychev B.M. Generation of hydrogen from magnesium hydride oxidation in water in presence of halides. International Journal of Hydrogen Energy. 2020. V. 45. № 4. pp. 3046-3052.

Авторы публикации

Султанов Махсуд Мансурович – канд. техн. наук, доцент, руководитель Научно-исследовательской лаборатории Цифровых технологий филиала Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Волжском.

Курьянова Елена Викторовна – старший преподаватель, филиал Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Волжском.

References

1. Filippov SP, Dil'man OD, Ilyushin PV. Raspredeleonnaya generatsiya i ustoichivoe razvitie regionov. *Teploenergetika*. 2019;12:4-17.
2. Golovshchikov VO. Gotova li elektroenergetika Rossii k perekhodu na novuyu tekhnologicheskuyu platformu, osnovannuyu na massovoi tsifrovizatsii? *Energetik*. 2018;11: 3-6.
3. Veselov FV, Makarov AA, Makarova AS. Metody i rezul'taty otsenki effektivnosti uskorennoi modernizatsii elektroenergetiki Rossii Normativno-pravovoe i metodicheskoe

obespechenie perekhoda na nailuchshie dostupnye tekhnologii v teploenergetike. *Teploenergetika*. 2013;1:6-15.

4. Sultanov MM, Kur'yanov VN, Terent'ev GF, et al. *Sposob modelirovaniya protsessov v khimicheskikh reaktorakh*. Patent RUS №2018105753. 19.03.2019. Byul. № 8. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37358470>. Accessed: 29 martha 2021.

5. Malysenko SL, Schastlivtsev AI. Termodinamicheskaya effektivnost' geotermal'nykh stantsii s vodorodnym peregrevom para. *Teploenergetika*. 2010;11:23-27.

6. Bezuglov RV. Mikroturbinnaya ustanovka dlya effektivnogo energosnabzheniya avtonomnykh individual'nykh potrebitelei. *Izvestiya vuzov. Severo-Kavkazskii region. Tekhnicheski nauki*. 2013;1:51–55.

7. Bekker VL. Raschet razlichnykh variantov teplo- i elektrosnabzheniya promyshlennykh ob"ektov na baze kogeneratsionnoi mini-TETs. *Vestnik MGSU*. 2008;3:64–69.

8. Korobitsin NA, Salmin V.V. Raschet osnovnym energeticheskikh pokazatelei raboty GTU v sostave mini-TETs kotel'noi. *Energetika Tatarstana*. 2009;1:15-18.

9. Masleeva OV, Pachurin GV, Golovkin NN. Ekologicheskaya i ekonomicheskaya otsenka ispol'zovaniya mini-TETs, rabotayushchikh na prirodnom i biogaze. *Mezhdunarodnyi zhurnal eksperimental'nogo obrazovaniya*. 2014;1:86-92.

10. Gholinejad H, Loni A, Adabi J, et.al. A hierarchical energy management system for multiple home energy hubs in neighborhood grids. *Journal of Building Engineering*. 2019;28:101028.

11. Ganjehloua HG, Niaei H, Jafaria A, et.al. Anoveltechno-economicmulti-leveloptimizationinhome-microgridswith coalition formation capability. *SustainableCitiesandSociety*. 2020;60:1-19.

12. Monfared HJ, Ghasemi A, Loni A, et.al A hybrid price-based demand response program for the residential micro-grid. *Energy*.(2019);185:274-285.

13. Nazari-Heris M, Mirzaei M, Mohammadi-Ivatloo B, et.al. Economic-environmental effect of power to gas technology in coupled electricity and gas systems with price-responsive. *Journal of Cleaner Production*. 2020; 244:1-12.

14. Jadidbonab M, Mohammadi-Ivatloo B, Short-Term Self-Scheduling of Virtual Energy Hub Plant Within Thermal Energy Market. *IEEE Transactions on industrial electronics*. 2021;68(4).

15. Sultanov MM, Konstantinov AA, Ivanitskii MS. Environmental aspects of thermal power equipment operation modes optimization. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017;42(18):13300 -13306.

16. Sultanov MM, Terent'ev GF, Kuzevanov VS, et.al. Sposob polucheniya vodoroda za schet gidroliza tverdogo reagenta-alyuminiya v reaktsionnom sosude. Patent RF na izobretenie. №2013150927/05. 27.03.2015. Byul. № 9. <https://patents.google.com/patent/RU2545290C1/ru>. Accessed: 29 martha 2021

17. Rogalev ND, Sultanov MM, Terent'ev GF, et.al. Teplovaya paroturbinnaya elektrostantsiya s parogeneriruyushchei vodorodno-kislorodnoi ustanovkoi. Patent RF na izobretenie. №2018126592. 25.12.2019. Byul. № 36. <https://patents.google.com/patent/RU2545290C1/ru>. Accessed: 29 martha 2021.

18. Mutlu RN, Gizir AM, Kucukkara I. Hydrogen generation by electrolysis under subcritical water condition and the effect of aluminium anode. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(23):12641-12652.

19. Sevastyanova LG, Klyamkin SN, Bulychev BM. Generation of hydrogen from magnesium hydride oxidation in water in presence of halides. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(4):3046-3052.

Author of the publication

Mahsud M. Sultanov – Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI).

Elena V. Kuryanova – Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI).

Получено

10 марта 2021г.

Отредактировано

24 марта 2021г.

Принято

06 апреля 2021г.



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 high 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].

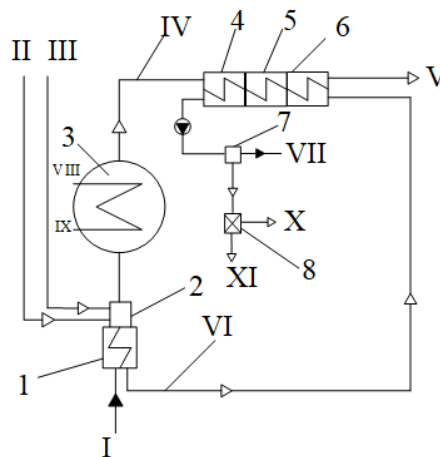


Рис. 1. Принципиальная схема дополнительного подогрева питательной воды и перегрева свежего пара: 1 – водород-кислородная камера сгорания; 2 – дополнительный паро-водяной подогреватель поверхностного типа; 3 – парогенератор; 4 – конденсационная теплообменная поверхность; 5 – каталитический дожигатель (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.

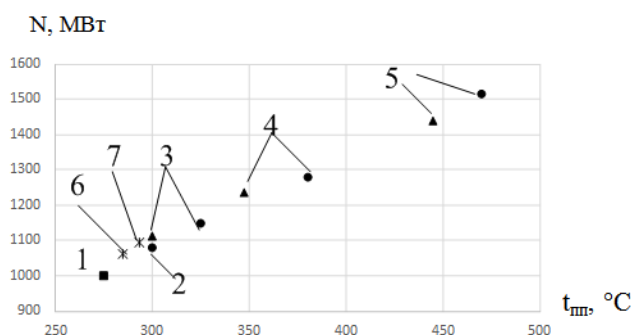


Рис.2. Электрическая мощность существующих и предложенных к проектированию паротурбинных установок АЭС с ВВЭР-1000 в комбинировании с водородным комплексом: 1 — номинальная электрическая мощность энергоблока АЭС; 2 — электрическая мощность энергоблока АЭС в пределах перегрузочной способности турбины 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 brutto соответственно.

Таким образом, комбинирование АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды и перегревом свежего пара позволяет повысить КПД brutto энергоблока АЭС до 39,6 % при дополнительном подогреве питательной воды не более 235 С. В варианте дополнительного подогрева питательной воды до 250 С КПД brutto 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.

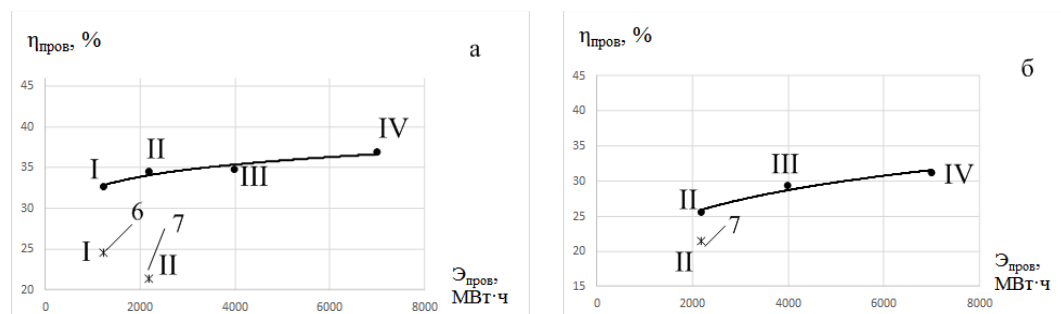


Рис. 3. Коэффициент полезного преобразования внепиковой электроэнергии в пиковую, $\mathcal{E}_{пров}$ — количество провальной внепиковой электроэнергии для производства водорода и кислорода; а — дополнительный подогрев питательной воды с 230 $^\circ\text{C}$ до 235 $^\circ\text{C}$; б — то же до 250 $^\circ\text{C}$; 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 $^\circ\text{C}$; б — 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

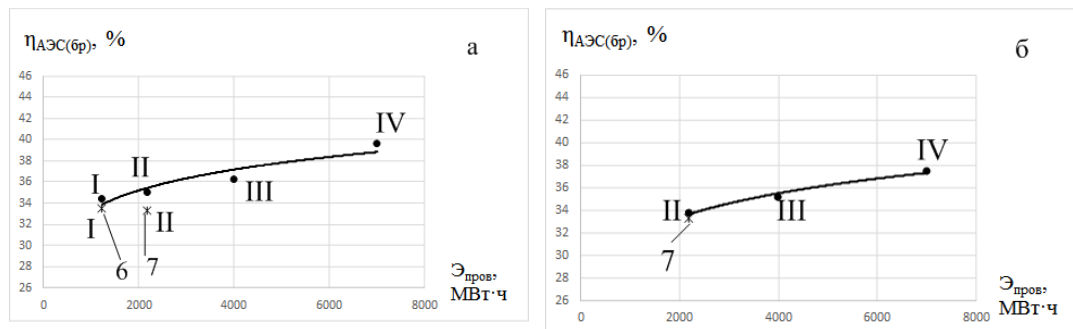


Рис. 4. КПД энергоблока АЭС брутто: а, б – аналогично рис. 3; I – IV – аналогично рис.3; 6,7 – согласно рис.2

Fig.4. The efficiency of the NPP unit gross: a, 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.

Таблица2

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

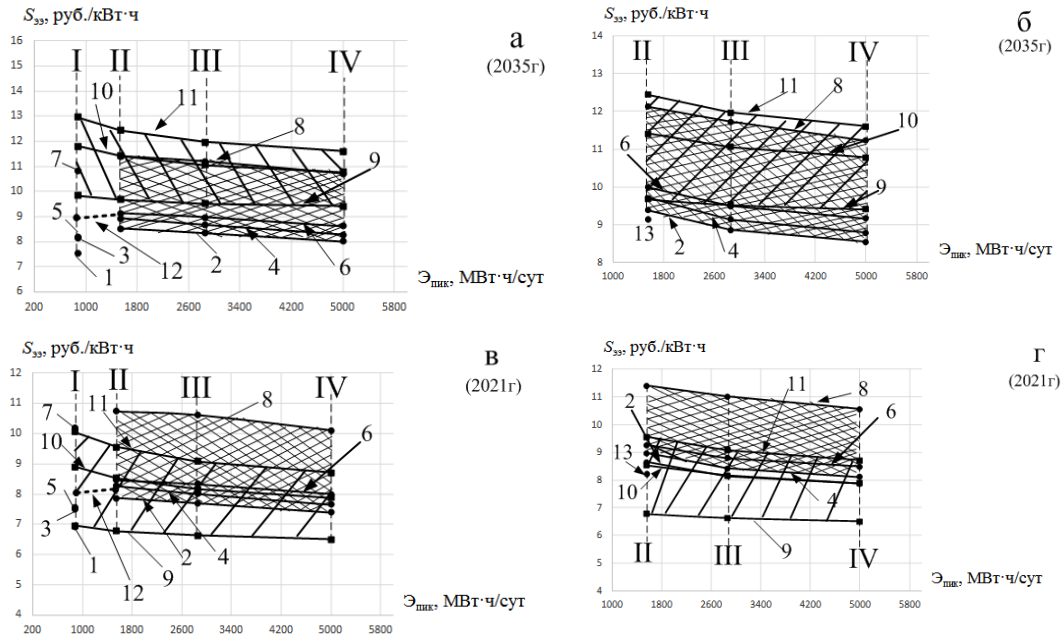


Рис. 5. Себестоимость пиковой электроэнергии АЭС в комбинации с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды по сравнению с ГАЭС: а, б - дополнительный подогрев питательной воды на 5 и 20 °C соответственно при прогнозных ценах на ядерное, газовое топливо и электроэнергию; в, г - 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 комбинации 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.

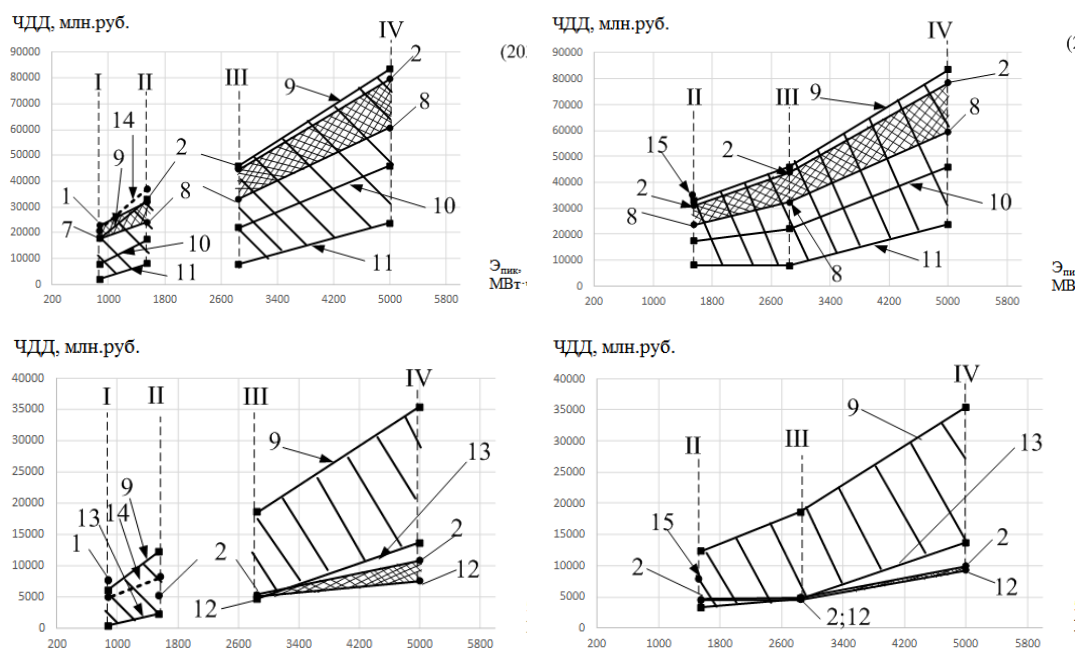


Рис. 6. ЧДД комбинирования АЭС с водородным комплексом с дополнительным подогревом питательной воды по сравнению с ГАЭС: а-г – согласно рис.5; 1,2,7-11 – согласно рис.5; 12 – водородный комплекс при базовой скорости роста усталостной трещины $v_0 = 1 \cdot 10^{-7}$ мм/цикл и числе циклов нагружений в 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., Гусев 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 R.A. *Strategiya deyatel'nosti Goskorporacii «Rosatom»*. М.: 2018.
3. Aminov RZ, Bajramov AN. *Kombinirovaniye vodorodnykh energeticheskikh ciklov s atomnymi elektrostanciyami*. М.: Nauka, 2016. 254p.
4. Aminov RZ, Yurin VE, Egorov AN. *Kombinirovaniye AES s mnogofunkcional'nymi energeticheskimi ustanovkami*. М.: Nauka. 2018. 238p.
5. Bajramov AN, Kirichkov VS. *Obosnovaniye 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 uchebnyh zavedenij. Problemy energetiki*. 2011;11–12:20–29.
13. Aminov RZ, Egorov AN, Yurin VE. Rezervirovanie sobstvennyh nuzhd AES v usloviyah 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 inzhenernyh 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.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ И В ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Р.С. Яруллин¹, И.З. Салихов¹, Д.С. Черезов¹, А.Р. Нурисламова²

¹ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг», г. Казань, Россия

²Казанский государственный энергетический университет,
г. Казань, Россия

jarullin@tnhi.mi.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Проанализировать применение водородных технологий в энергетической промышленности. Общий объем производства водорода в России составляет около 5 млн тонн при мировом потреблении 72 млн тонн. Однако в случае ужесточения углеродного регулирования импортерами российской продукции производство водорода в России может удвоиться. Дорожная карта «Развитие водородной энергетики в России» предусматривает, что первыми производителями водорода в стране станут «Газпром» и «Росатом» – к 2024 году должны быть запущены пилотные водородные установки, в том числе на атомных электростанциях. МЕТОДЫ. Для реализации имеющихся в стране возможностей и достижения целей, связанных с Энергетической стратегией, ведомства подготовили специальный план мероприятий (дорожную карту) по развитию водородной энергетики в России до 2024 г, который утвержден российским правительством 12 октября 2020 года. Основной целью этого плана была названа организация приоритетных работ по формированию в России высокоэффективной экспортно-ориентированной водородной энергии, которая развивается на основе современных технологий и обеспечивается высококвалифицированным персоналом. РЕЗУЛЬТАТЫ. Одной из основных проблем в водородной энергетике является его транспортировка и безопасное хранение. Сложность этой проблемы определяется тем фактом, что водород в свободном состоянии является одним из самых низкокипящих газов, в жидком и твердом состояниях он легче воды и легче бензина. Молекулы вещества достаточно малы, чтобы проникать в атомную структуру металлического сосуда при температурах выше минус 253°С. Поддерживать такую температуру в течение длительного времени в большом объеме энергозатратно. Другая проблема заключается в охрупчивании и разрушении металлов под действием атомарного водорода. Ему подвергаются высокопрочные стали, а также титановые и никелевые сплавы. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Спрос на водород растет при переходе на потребление более чистых и легких нефтяных видов топлива, в то время как нефтяное сырье становится все тяжелее. Но с этим потенциал природного газа, который уже способствует низкоуглеродному развитию экономики, еще не исчерпан. Скептицизм в отношении водородных технологий исчезнет только тогда, когда любой из них получит относительно широкое применение. Однако, без сомнения, водород имеет решающее значение для создания генераторов химического тока. Это имеет очень важное значение для транспорта и распределенной энергетики, и некоторых других областей.

Ключевые слова: водородная энергетика; дорожная карта; водородная стратегия; экономическая эффективность.

Для цитирования: Яруллин Р.С., Салихов И.З., Черезов Д.С., Нурисламова А.Р. Перспективы водородных технологий в энергетике и в химической промышленности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 70-83. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-70-83.

PROSPECTS OF HYDROGEN TECHNOLOGIES IN POWER AND CHEMICAL INDUSTRIES

RS. Yarullin¹, IZ. Salikhov¹, DS. Cherezov¹, AR. Nurislamova²

¹JSC Tatneftekhiminvest Holding, Kazan, Russia

²Kazan state power engineering university, Kazan, Russia

jarullin@tnhi.mi.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Consider the use of hydrogen technologies in energy. The total production of hydrogen in Russia is about 5 million tons with a global consumption of 72 million tons. However, in the case of toughening of carbon regulation by importers of Russian products, the production of hydrogen in the Russian Federation may double. The roadmap «Development of hydrogen energy in Russia» stipulates that Gazprom and Rosatom will become the first hydrogen producers in the country - in 2024 they should launch pilot hydrogen plants, including at nuclear power plants. *METHODS.* To realize the potential in the country and achieve the goals laid down in the Energy Strategy, the departments have prepared a special action plan (roadmap) for the development of hydrogen energy in Russia until 2024, which was approved by Russian government on October 12, 2020. The main goal of this plan is called the organization of priority work on the formation in Russia of a high-performance export-oriented hydrogen energy, developing on the basis of modern technologies and provided with highly qualified personnel. *RESULTS.* Transportation and safe storage remains one of the key issues in hydrogen energy. The complexity of this problem is determined by the fact that in the free state hydrogen is one of the low-boiling gases, in liquid and solid state more than an order of magnitude lighter than water and an order of magnitude lighter than gasoline. The molecules of the substance are so small that they can seep through the atomic structure of a metal container at temperatures above minus 253 ° C. Maintaining such a temperature in a large volume for a long time is energy-intensive. Another problem is hydrogen embrittlement and destruction of metals by atomic hydrogen. Even high-strength steels, as well as titanium and nickel alloys, are susceptible to it. *CONCLUSION.* The demand for hydrogen is growing due to the shift to the consumption of cleaner and lighter fuel oils, while the petroleum feedstock is getting heavier. But at the same time, the potential of natural gas has not yet been exhausted, which already now contributes to the low-carbon development of the economy. Skepticism about hydrogen technologies will disappear only when one of them gains relatively widespread use. At the same time, there is no doubt that hydrogen is very relevant for the creation of chemical current generators. This is of great importance for transport, and for distributed energy, and for a number of other areas.

Keywords: hydrogen energy, road map, hydrogen strategy, economic efficiency.

For citation: Yarullin RS, Salikhov IZ, Cherezov DS, Nurislamova AR. Prospects of hydrogen technologies in power and chemical industries. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23 (2): 70-83. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-70-83.

Введение и литературный обзор

Выбросы парниковых газов считаются основной причиной глобального потепления. Главным виновником антропогенных выбросов является энергетика на органическом топливе. Парижское соглашение, подписанное в 2016 году, направленное для противодействия глобальному потеплению, требует выполнения изменения структуры мировой энергетики. Одним из направлений движения энергетики к «зеленой» экономике является переход на новые источники энергии, в первую очередь это относится к использованию водорода [1].

Водород – наиболее экологически чистый энергоноситель из всех существующих химических веществ. При сжигании этого газа не образуется CO₂, единственным продуктом реакции при выработке энергии с использованием водорода является вода, при этом теплота сгорания водорода составляет около 142 МДж/кг, в то время как природного газа – 28-50 МДж/кг [2].

Несмотря на то, что водород является вторичным энергоносителем, то есть стоит дороже, чем природные топлива, его использование в ряде всевозможных случаев экономически выгодно уже в сегодняшнее время. Поэтому работы по водородной энергетике во многих промышленно развитых странах относятся к приоритетным

направлениям развития науки и техники и находят все большую экономическую поддержку, как со стороны государства, так и со стороны частного капитала.

В мире создано уже 23 международных консорциума водородной тематики. В Германии, Нидерландах, Японии возникли «Водородные долины» [3].

Направления разрабатываемых водородных технологий гражданского назначения в разных странах различаются. Это связано как с разной обеспеченностью природными энергоресурсами [4], так и с особенностями технологического развития государств.

Например, в проектах новых водородных технологий, осуществляемых в США, Германии и России, используется опыт ракетной техники, атомной и химической промышленности, специальной металлургии, криогенной и оборонной промышленности, в Японии – опыт высоких технологий электронной, электротехнической, металлургической и металлообрабатывающей промышленности и зарубежный опыт криогенной и авиационно-космической техники.

На данный момент наиболее активно водородные технологии вводятся в Японии, которая еще в 2014 году приняла дорожную карту по построению «общества, базирующегося на водороде». Важным событием, подтвердившим интерес крупного бизнеса к развитию водородных технологий, явилось создание в 2017 г. Водородного Совета (*Hydrogen Council*), участники которого в настоящее время являются руководителями 94 компаний из различных секторов мировой экономики [5].

Крупнейшим мировым рынком производства и использования водорода планирует стать Евросоюз. Для достижения климатической нейтральности к 2050 г. Евросоюз планирует инвестировать до 470 миллиардов евро в сегмент возобновляемого водорода.

Канада, вырабатывая примерно 3 млн тонн водорода в год, уже сегодня входит в десятку крупнейших производителей водорода, обеспечивая растущий спрос на рынке.

США разрабатывают крупнейший в мире водородно-электрический карьерный самосвал.

Автомобильная компания *General Motors* объявила, что к 2035 году она станет углеродно-нейтральной. Это означает не только отказ от автомобилей с двигателем внутреннего сгорания, но и то, что все заводы автомобильного гиганта будут использовать только возобновляемые источники «зеленой» энергии [6].

Япония подписала соглашение об импорте водорода из России в 2019 году, а также и с ОАО РЖД, ОАО «Трансмашхолдинг» и региональными властями о запуске железнодорожных перевозок на Сахалине с использованием поездов на водородных топливных элементах. Япония запретит продажу машин с двигателями внутреннего сгорания к 2035 году. Фукусима открыла крупнейший в мире завод по производству водорода, который сможет заправлять до 560 автомобилей на топливных элементах в день [6].

Уже сегодня в стране действуют 100 водородных заправочных станций и еще планируют построить 900 к 2030 году. Компания Кавасаки спустила на воду первый в мире корабль для транспортировки жидкого водорода. В сентябре 2020 года японский консорциум *NYK Line* объявил о планах по разработке туристического катера на топливных элементах на 100 пассажиров [6].

Корея. *Hyundai Motor* собирается предоставить водородные электромобили на российский рынок и ведет переговоры с «Росатомом» о создании необходимой инфраструктуры.

Судостроительная компания *Samsung Heavy Industries* и *Bloom Energy* объявили о разработке судов на основе масштабируемых твердых оксидных топливных элементов (SOFC) [6].

Китай запустил свой первый водородный автомобиль *Grove Obsidian* с запасом хода 1 000 км. К 2025 году он планирует увеличить количество таких автомобилей до 50 000, а к 2030 году – до 1 000 000. В перспективе строительство 350 водородных заправочных станций к 2025 году и 1000 заправок к 2030 году [6].

Австралия планирует производить аммиак (перевозка водорода), работающий на солнечной и ветровой энергии мощностью 1,5 ГВт.

Саудовская Аравия. *ACWA Power* совместно с *American Air Products* планирует запустить завод по производству «зеленого» водорода и аммиака мощностью 4 ГВт. ешилов, а также завод по производству зеленого водорода и аммиака [6].

Великобритания собирается наложить запрет на производство автомобилей с двигателями внутреннего сгорания к 2030 году, и планирует полностью перейти на «безуглеродную» энергию к 2050 году. *Shearwater Energy* работает над гибридной

электростанцией в Северном Уэльсе, который будет сочетать ветровую установку, американский модульный ядерный реактор *NuScale* и производство водорода [6].

Норвегия планирует построить завод по производству водорода в Гейрангер-фьорде для заправки паромов и круизных судов. Первый водородный паром планируется использовать в 2021 году [6].

Голландия. Оператор газовых сетей *Gasunie* и порт Гронинген создали консорциум *NorthH2*. В проекте производство «Европейской Водородной долины» с выделенной энергетической мощностью от морских ВЭС до 10 ГВт к 2040 году [6].

Германия презентовала водородную доктрину по переводу на водород к 2050 году всех сфер экономики, которая включает тяжёлую промышленность и нефтехимическое производство. При этом их водородная стратегия фактически нацелена на Россию, как на «соседнее государство», способное решить водородный вопрос Германии [6].

Франция. Крупнейший оператор АЭС, компания *EDF*, объявила о создании дочерней компании *Hynamics*, которая будет заниматься развитием водородной энергетики.

Авиастроительная компания *Airbus* презентовала три концепта водородных самолетов: «классический» с турбореактивным двигателем, турбовинтовой самолет и самолет со встроенным фюзеляжем (летающее крыло) [6].

Италия. Судостроительная компания *Fincantieri SpA* с целью декарбонизации судов обратилась к ЦЦ *PowerCell*, которая протестирует свои топливные элементы MS-30 для выработки энергии на морских судах и яхтах компании [6].

Российская Федерация презентовала собственные разработки водородного транспорта, включая автомобили, автобусы, грузовики КамАЗ, трамваи, самолёты и поезда. Но помимо этого большое количество уникальных разработок и технологий производства и хранения водорода, указывающих на стратегически правильное развитие страны в нужном направлении [6].

Возможности водородных технологий в России связаны с тем, что в стране много сравнительно дешевого углеводородного сырья. В России довольно невысокая стоимость газа, а на его долю приходится 45-70% затрат на производство водорода. Кроме того, в РФ дешевая электроэнергия. Далее все находится в зависимости от взаимодействия науки, бизнеса и государства. Формируя технологические цепочки переработки сырья с получением высокомаржинальных продуктов и обязательной утилизацией CO₂, Россия сможет получать большую прибыль. Так что в России водородные технологии все равно будут экономически выгоднее чем в Европе [7].

Общее производство водорода в России составляет приблизительно 5 млн тонн при мировом потреблении в 72 млн тонн.

Однако, в случае ужесточения углеродного регулирования импортерами российской продукции, производство водорода в РФ может удвоиться. Дорожная карта «Развитие водородной энергетики в России» учитывает, что основными производителями водорода в стране станут «Газпром» и «Росатом» – в 2024 году они должны запустить пилотные водородные установки, в том числе на атомных электростанциях. В то же время «Росатом» собирается вводить в эксплуатацию опытный полигон для железнодорожного транспорта, работающего на водородных топливных элементах. Этот совместный проект намерены осуществить на Сахалине «Российские железные дороги», «Росатом» и «Трансмашинхолдинг». В соответствии с принятой энергостратегией до 2035 года, Россия планирует экспортировать к 2024 году 0,2 млн тонн водорода, а к 2035 году – 2 млн тонн.

Россия также начала заниматься формированием консорциума водородных технологий. Консорциум «Технологическая водородная долина» нацелен на совместные изучение и исследование технологий для получения водорода, его транспортировки, безопасного хранения и использования в энергетике.

Туда входят Томский политехнический университет, Институт катализа СО РАН, Институт проблем химической физики РАН, Институт нефтехимического синтеза РАН, Самарский государственный технический университет, Сахалинский государственный университет, Казанский государственный энергетический университет. Предполагается, что в дальнейшем будут приобщаться и другие высшие учебные заведения [8].

С целью осуществления имеющегося в стране потенциала и достижения заложенных в Энергетической стратегии целей, ведомства подготовили специальный план мероприятий (дорожную карту) по развитию водородной энергетики [9] в Российской Федерации до 2024 года, который 12 октября 2020 г. был утверждён правительством России [9]. Главной целью этого плана названа организация первоочередных работ по созданию в России

высокопроизводительной экспортно ориентированной водородной энергетики, формирующейся на базе современных технологий и обеспеченной высококвалифицированными кадрами. Результат данной цели собираются реализовать путем совершенствования нормативно-правовой базы [9], развития и осуществления мер государственной поддержки проектов по производству, хранению, транспортировке и использованию водорода, укрепления позиций отечественных компаний на рынках сбыта готовой продукции, а также проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по критически важным направлениям развития науки, техники и технологий. В плане мероприятий восемь целевых разделов:

- стратегическое планирование и мониторинг развития водородной энергетики;
- мероприятия по стимулированию и государственной поддержке развития водородной энергетики;
- формирование производственного потенциала;
- реализация приоритетных пилотных проектов в области водородной энергетики;
- научно-техническое развитие и разработка высокотехнологичных решений;
- совершенствование нормативной правовой базы и системы национальной стандартизации;
- развитие кадрового потенциала;
- развитие международного сотрудничества [9].

Первостепенной задачей на 2020–2021 годы в рамках осуществления плана мероприятий является разработка концепции развития водородной энергетики в России, которая должна быть завершена в I квартале 2021 г. В качестве системы управления осуществлением стратегических задач будут созданы межведомственная рабочая группа по развитию водородной энергетики под председательством министра энергетики РФ и проектный офис на базе Российского энергетического агентства, который должен будет обеспечить информационно-аналитическую поддержку реализации плана. Отдельное внимание намечено уделить подготовке высококвалифицированных сотрудников для новой сферы, включая организацию программ стажировок для аспирантов и ученых в мировых центрах компетенций, ведущих исследования в области водородной энергетики [9].

Материалы и методы

Существует много различных способов производства водорода: паровая конверсия метана и природного газа; газификация угля; электролиз воды; пиролиз; частичное окисление; биотехнологии.

В настоящее время водород H_2 производят, как правило (до 95 % от всего объема), путем традиционной конверсии природного газа (метан CH_4 под давлением в присутствии катализатора и температуре в (700-1000) °C смешивают с водяным паром). Себестоимость такой схемы получения водорода H_2 – до 5 \$ USA/кг. Газификация угля является старейшим и дорогостоящим способом получения водорода H_2 , при котором уголь нагревают с водяным паром при температуре (800-1300) °C без доступа воздуха. Электролиз воды, основанный на протекании химической реакции $2H_2O + \text{энергия} \rightarrow 2H_2 + O_2$, характеризуется себестоимостью процесса производства водорода H_2 до 7 \$ USA/кг. Нагрев биомассы (отходов из древесины) без доступа кислорода при температуре (500-800)°C приводит к получению водорода H_2 , окиси углерода CO и метана CH_4 . При всем при этом себестоимость производства водорода H_2 составляет около 7 \$ USA/кг. Прямой термолитиз воды в концентраторах солнечной энергии (при температуре свыше 2500°C вода разлагается на водород H_2 и кислород O_2) обеспечивает получение водорода при его себестоимости более 10 \$ USA/кг [10].

С целью реализации существующего потенциала в стране и достижения целей в Энергетической стратегии ведомства подготовили специальный план мероприятий (дорожная карта) развития водородной энергетики [9] в Российской Федерации до 2024 года, утвержденный Правительством России 12 октября 2020 года [9]. Главной целью этого плана является организация приоритетных работ по созданию в России высокопроизводительной экспортно-ориентированной водородной энергетики, возникающей на основе современных технологий и наличием высококвалифицированного персонала. Результат данной цели собираются реализовать путем улучшения нормативной базы [9], разработки и реализации мер государственной поддержки производства, хранения, транспортировки и использования водорода, укрепление позиций отечественных компаний на рынках сбыта готовой продукции, а также по важным направлениям науки, техники и технологий. В плане мероприятий есть восемь целевых разделов:

- стратегическое планирование и мониторинг развития водородной энергии;

- деятельность по содействию развитию и государственной поддержке водородной энергетики;
- формирование производственного потенциала;-
- реализация приоритетных пилотных проектов в области водородной энергетики;
- научно-техническое развитие и развитие высокотехнологичных решений;
- совершенствование нормативной правовой базы и национальной системы стандартизации;
- развитие потенциала кадров;
- развитие международного сотрудничества [9].

Важнейшая задача на 2020-2021 годы в рамках реализации плана – разработка в первом квартале 2021 года концепции развития водородной энергетики в России. Будет создана межведомственная рабочая группа по реализации стратегических задач по развитию водородной энергетики под председательством Министра энергетики РФ и проектного офиса на базе Российского энергетического агентства, который обеспечит информационную и аналитическую поддержку реализации плана. Кроме того, внимание планируется уделить подготовке высококвалифицированных кадров для новых областей, включая организацию программ стажировок для аспирантов и ученых по всему миру в центрах компетенций, занимающихся исследованиями в области водородной энергетики [9].

Также существует «голубой» водород – производимый из метана, но с обязательным улавливанием и хранением CO_2 [12]. Перспективна и методика пиролиза метана, которая позволяет получать водород и чистый углерод (сажу), который не поступает в атмосферу, но она находится на стадии лабораторных испытаний. Выпуск «голубого» водорода сейчас значительно экономичнее, нежели «зеленого».

S&P Global Platts оценило приведенные затраты на производство «серого» водорода (включая CAPEX и плату за выбросы CO_2) в 1,24 €/кг, «голубого» – в 1,31 €/кг, а «зеленого» (электролиз PEM, включая CAPEX) – в 3,43 €/кг. По прогнозу Aurora Energy Research, затраты на «голубой» и «зеленый» водород сблизятся только к 2045 году (рис. 1).

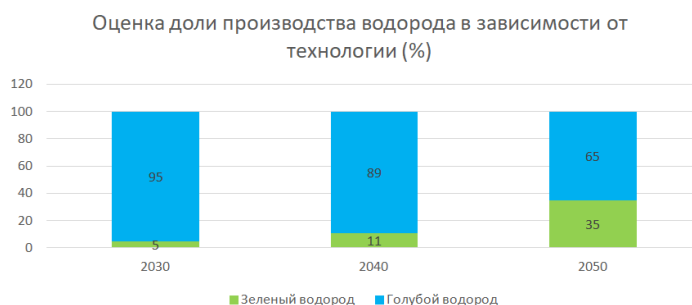


Рис 1. Оценка доли производства водорода в зависимости от технологии (%)
Fig 1. Estimation of the share of hydrogen production depending on the technology (%)

Водородная стратегия ЕС призывает европейские страны установить минимум 6 ГВт электролизеров, производящих до 1 млн тонн возобновляемого «зеленого» водорода, уже к 2024 году (рис. 2) [12]. Долгосрочная цель стратегии – не менее 40 ГВт электролизеров к 2030 году, производящих до 10 млн тонн «зеленого» водорода [12].

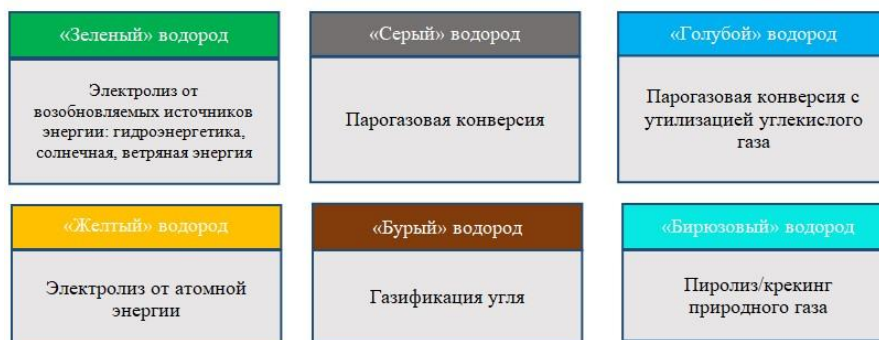


Рис. 2. Типы методов производства водорода
Fig.2. Types of hydrogen production methods

Отметим, что в настоящее время в РФ самыми новыми технологиями промышленного производства водорода активно занимается РНЦ «Курчатовский институт».

Половину водорода, применяемого в химической индустрии, получают за счет парового риформинга природного газа, 30 % – способом окисления сырой нефти, 18 % – путем газификации угля, и порядка 4 % – электролизом воды. Проводятся исследования по высокотемпературному паровому электролизу, солнечному термохимическому расщеплению воды (искусственный фотосинтез) и по производству водорода из биологического сырья.

Перспективным методом производства «кэптивного» водорода с низким углеводородным следом является пиролиз метана. Для пиролитического разложения метана могут быть применены различные технологические процессы: разложение метана с помощью высокотемпературной (горячей) и низкотемпературной (холодной) плазмы, пропускание метана через слой нагретого до высокой температуры жидкого металла (Cu, Pb, Sn, сплав Ni, Bi), газовые реакторы с неподвижным или псевдоожиженным слоем. Несмотря на то, что эти процессы достаточно хорошо исследованы, в практике осуществлено лишь несколько проектов, направленных в основном на получение высокочистого твердого углерода. В настоящее время в Германии компания *BASF* с привлечением нескольких университетов и научных организаций создает пилотную установку с целью производства водорода на основе разложения метана в реакторе с жидким металлом.

Ряд авторов рассматривают пиролиз метана как настоящую альтернативу получению водорода способом электролиза воды, в первую очередь в странах, обладающих внушительными ресурсами природного газа (собственного или экспортируемого), к примеру, в России и ряде стран ЕС. Прогнозируют, что в ЕС уже к 2030 г. количество водорода, получаемого пиролизом метана, может превысить производство водорода паровой конверсией метана. Но необходимо принимать во внимание то, что при масштабном осуществлении проектов пиролиза метана появляется вопрос утилизации большого количества образующегося твердого углерода.

При общероссийском производстве водорода примерно 5 млн тонн, Республика Татарстан производит для нужд химической индустрии около 225 тыс. тонн. Крупными предприятиями – производителями водорода являются АО «Танеко», АО «Таиф НК».

АО «Танеко» для получения водорода из природного газа использует технологию с предварительной гидроочисткой исходного сырья. Расчетная мощность по продуктовому водороду чистотой 99,9 % об. составляет 30000 $\text{нм}^3/\text{ч}$ или 22 тыс. тонн в год. Лицензиар технологии – *HALDOR TOPSOE*.

В составе комплекса гидрокрекинга АО «Танеко» имеется установка производства водорода проектной мощностью по продуктовому водороду 135000 $\text{нм}^3/\text{ч}$ или 99,77 тыс. тонн в год.

На апрель 2021 года запланирован пуск еще одной установки производства водорода мощностью 100 тыс. тонн в год. Водород, полученный на этой установке, будет использоваться на технологические нужды предприятия – для обеспечения установок гидроочистки.

На комплексе гидроочистки средних дистиллятов АО «Таиф НК» водород производят методом паровой каталитической конверсии природных газов. Проект установки производительностью 16,2 тыс. тонн год по продукту разработан фирмой «*Howe-Baker*» по заказу фирмы «*ABB Lummus Global*». Установка введена в эксплуатацию в 2002 году, но в результате проведенной в 2013 году реконструкции, ее мощность увеличена до 19,2 тыс. тонн водорода в год.

Производство рентабельного водорода с использованием зеленых технологий является серьезным препятствием для развития системы.

Даже при том, что сам по себе водород не отвечает фундаментальным требованиям для мгновенного балансирования энергетической системы, он может обеспечить альтернативный вариант на пути к более глубокой декарбонизации за счет водородных хранилищ. Многочисленные способы производства, распределения и потребления водорода представляют собой сложный компромисс между стоимостью, выбросами, масштабируемостью и требованиями к чистоте водорода, но также предоставляют множество вариантов, которые можно использовать в зависимости от конкретных обстоятельств (рис 3).



Рис. 3. Стоимость производства водорода из природного газа с учетом затрат на улавливание, хранение и утилизацию углекислого газа (CCUS), долл./кг [9]

Fig.3. On natural gas, taking into account the cost of carbon dioxide capture, storage and utilization (CUS), USD/kg [9]

Использование водородных технологий в химической промышленности. Водород широко применяется не только в энергетике, но и в химической индустрии (рис.4).

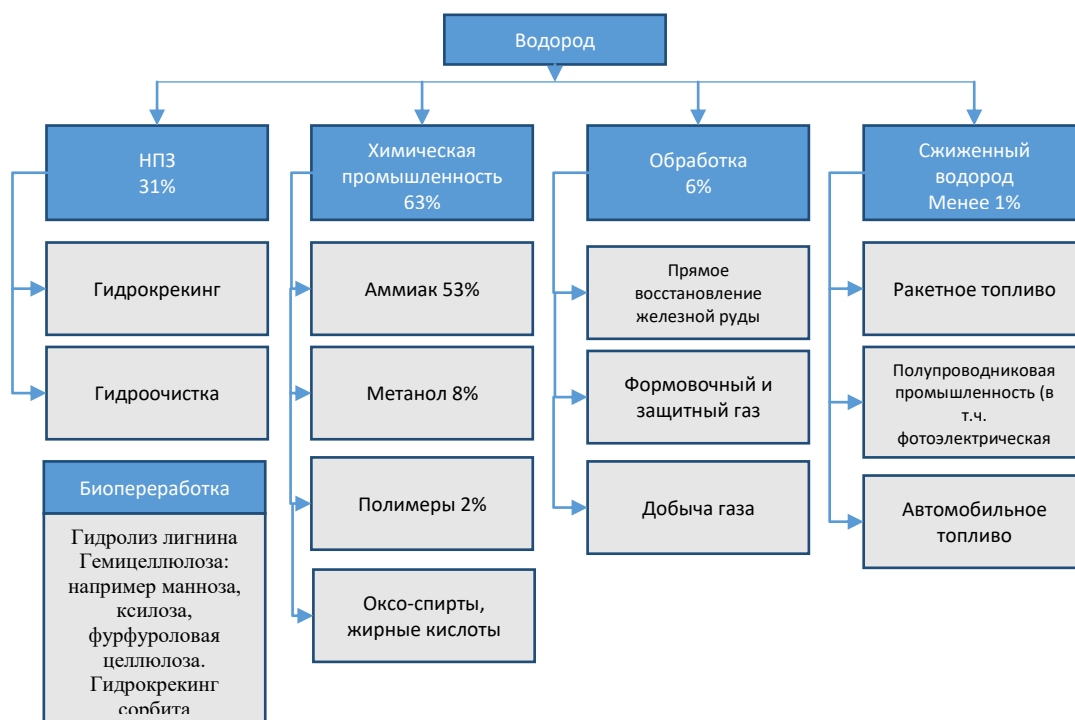


Рис. 4. Использование водородных технологий

Fig. 4. Use of hydrogen technologies

В цветной металлургии восстановлением водородом получают особо чистые металлы из оксидов. Кислородно-водородные горелки используют для сварки и резки металлов. Смесь монооксида углерода и водорода (так называемый синтез-газ) используется при синтезе аммиака, метилового спирта, получении парафинов и олефинов (синтез Фишера-Тропша), оксосинтезе. В пищевой промышленности водород используют для превращения жидких жиров в твердые, их гидрогенизации.

Водород используется для производства светлых нефтепродуктов, снижения токсичности, удаления серы и других загрязняющих примесей. По мере истощения запасов легкой нефти с высоким водород-углеродным коэффициентом и увеличения добычи имеющейся в больших количествах тяжелой нефти возрастает спрос на водород.

В химической промышленности России высокая доля водорода используется при производстве аммиака и метанола. В 2018 г. в России было произведено 17,8 млн т аммиака, из которых 70% в виде первичного продукта и аммиачных удобрений экспортировали в страны ЕС, Турцию, Марокко, Бразилию, США. В настоящее время на долю России приходится 16% мирового рынка аммиака и от 13 до 39% мирового рынка различных видов азотных удобрений. В ближайшие годы в России планируют реализовать 9 крупных проектов по строительству предприятий по производству аммиака и карбамида.

Прогнозируют, что к 2025–2030 гг. производство аммиака в стране достигнет 23,7 млн т. Соответственно возрастет и производство водорода, используемого на эти цели. К 2030 г. оно может составить около 4 млн т в год. Менее однозначен прогноз по развитию производства метанола. В 2017 г. в РФ было произведено 4,1 млн т метанола, из которых лишь около 60% (2,4 млн т) используется для внутреннего потребления. Прогнозируют, что внутренний спрос на метанол будет расти не более чем на 2% в год и достигнет к 2030 г. лишь 3,1 млн т. Однако, мировое потребление метанола растет быстрыми темпами. В связи с этим, к 2030 г. в РФ планируют построить 14 крупных заводов, в совокупности производящих 19 млн т метанола.

Рост потребления водорода в нефтепереработке будет связан с преодолением отставания от мировых лидеров (США, страны ЕС) по глубине переработки нефти и выходу светлых нефтепродуктов из-за недостаточного развития вторичных процессов переработки углеводородного сырья, прежде всего гидрокрекинга. Как отмечают авторы работы, «в развитии процессов, углубляющих переработку нефти, Россия отстает от среднемирового и европейского уровня в 2 раза, от уровня США – более чем в 3 раза, а в развитии важнейших из этих процессов, каталитического крекинга и гидрокрекинга в 4–7 раз. На ликвидацию этого отставания направлена программа модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России. Уже на первом этапе реализации программы были достигнуты впечатляющие результаты. За период с 2010 по 2017 г., мощность установок по гидроочистке дизельного топлива и бензина каталитического крекинга увеличилась на 20%, по гидрокрекингу – почти на 70%. Это привело к увеличению глубины переработки нефти с 71,4 до 83,4% и повышению выхода светлых нефтепродуктов с 56 до 62,2%. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. предусматривает дальнейшее увеличение выхода светлых нефтепродуктов до 70%. Для этого планируется к 2035 г. ввести в эксплуатацию 50 новых установок вторичной переработки нефти. Оценка роста потребности в водороде нефтеперерабатывающей промышленности может быть произведена на основе соотношения текущего уровня потребления водорода и объема переработки нефти. В 2013 г. на начальном этапе модернизации нефтеперерабатывающей промышленности РФ при объеме переработки 274,5 млн т для реализации вторичных процессов было израсходовано около 1 млн т водорода, что составило 3,6 кг H_2 /т нефти. Если принять, что удельный расход водорода в процессах нефтепереработки повышается с увеличением выхода светлых нефтепродуктов, то можно ожидать, что к 2030–2035 гг. удельный расход водорода достигнет 4,6 кг H_2 /т нефти, что сопоставимо со средним значением (5,3 кг H_2 /т нефти) в мировой нефтеперерабатывающей промышленности в 2019 г. Поэтому при планируемом уровне нефтепереработки в стране в 2030–2035 гг. годовое производство водорода на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности может достигнуть 1,4 млн т. (рис.5).

Практически на всех современных НПЗ есть установки производства водорода (УПВ), которые предназначены для обеспечения техническим водородом установок изомеризации, гидроочистки, гидрокрекинга, каталитического риформинга. На российских НПЗ наиболее распространенным методом получения водорода является паровая конверсия углеводородов (природного газа, СУГ, нефти). Продуктами являются чистый водород с концентрацией >99% об., а также отдувочный газ, который чаще всего используется в качестве топлива. Наиболее часто используемыми в промышленности катализаторами для процесса паровой конверсии являются катализаторы на основе никеля, однако в ряде специфических процессов допускается использование благородных металлов платиновой группы.

Что касается долгосрочной стратегии перехода на водородные технологии, то темпы производства водорода для нужд химической промышленности будут складываться из снижения потребления в секторе автомобильного топлива, но на остальные процессы гидрогенизации в химической промышленности это не повлияет, т.к. установки производства водорода предназначены для обеспечения таких процессов как: изомеризация, гидроочистка, гидрокрекинг, каталитический риформинг, и не все эти процессы должны быть связаны с получением топлива, могут быть и другие, более маржинальные направления переработки углеводородного сырья.

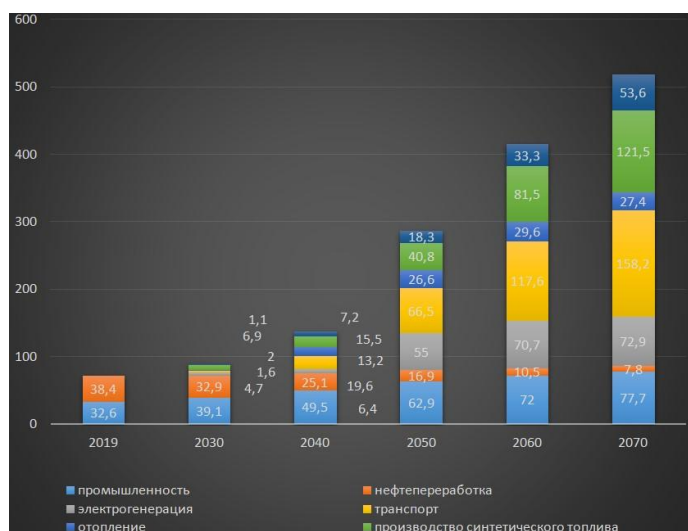


Рис. 5. Прогноз потребления водорода по сегментам (млн. метрических тонн в год)

Figure 5. Forecast of hydrogen consumption by segment (million metric tons per year)

Результаты

Одной из наиболее важных проблем в водородной энергетике является его транспортировка и безопасное хранение. Сложность этой задачи определяется тем, что водород в свободном состоянии является одним из самых низкокипящих газов, в жидком и твердом состояниях он легче воды и легче бензина. Молекулы вещества достаточно малы, что могут проникать в атомную структуру металлического контейнера при температуре выше минус 253°C.

Такую температуру поддерживать довольно энергозатратно. Еще одна проблема – водородное охрупчивание и распад металлов под воздействием атомарного водорода. Он подвергает воздействию высокопрочные стали, а также титановые и никелевые сплавы [6].

Сегодня экономически невыгодно хранить большие объемы водорода [6]. Водород обычно производится в областях прямого потребления («кэптивный» водород - *captive hydrogen*) (в основном на объектах газовой химии, Металлургия и нефтепереработка). В России, как и в мире в целом, более 95 % водорода – это «кэптивный» водород. Его транспортировка сведена к минимуму.

Самый известный метод хранения водорода - хранить его в сжатом состоянии.

По своим массогабаритным характеристикам и по характеристикам взрывопожаробезопасности он не полностью удовлетворяет условиям использования в наземном транспорте и в морских условиях, особенно на подводных кораблях и аппаратах.

Взрывопожарным является вариант хранения водорода в криогенной форме. При этом параметры взрывопожаробезопасности в значительной степени определяются объемом накопленного газа [14].

Таблица 1

Способы хранения водорода

Способ хранения	Удельное потребление энергии кВт*ч/кг H ₂	Удельный объем хранения дм ³ /кг H ₂	Удельная масса хранения, кг/кг H ₂
Газообразный водород при низком давлении	0,39	1020	-
Газообразный водород при высоком давлении	0,93	81	16,0
Водород в гидридах	1,16	22	76,9
Жидкий водород	10,50	14	7,0
Криогенная адсорбция	3,20	59	20,0

С точки зрения безопасности наиболее предпочтительный способ хранения водорода для транспортных средств является связанное хранение (Табл. 1).

Возможность хранения и получения водорода в химически связанном состоянии определяется следующими характеристиками этого метода:

– декомпозиция водорода в составе гидридов, используемых в качестве промежуточного продукта при транспортировке и хранении;

- производство водорода вместо прямого потребления, особенно на транспортном средстве разрушает гидриды одним из известных путей. Этот процесс может быть включен в рабочий цикл установки, что устраняет необходимость предварительного накопления водорода перед использованием;

- применением принципа аккумулятора с возможностью многократной зарядки и разрядки без замены сорбентов;

- относительно низкое давление и температура в процессе эксплуатации. Основными недостатками этого метода являются большой удельный вес системы хранения и относительно высокая стоимость.

В результате исследования выявлено, что одно из перспективных систем хранения и транспортировки водорода – это разработка института *Fraunhofer* на основе гидрида магния.

Исследователи *Fraunhofer* представили «*Powerpaste*» — пасту на основе магния, которая хранит водородную энергию плотностью в 10 раз больше, чем литиевая батарея. Водородные топливные элементы позволяют автомобилям путешествовать больше, чем бензиновые автомобили, и заправляться всего за несколько минут.

Обычно автомобили с водородными топливными элементами транспортируют водородное топливо в газообразном состоянии, и хранится оно в резервуарах при давлении около 700 бар. Эти резервуары довольно габаритные и тяжелые, что переопределяет одно из основных преимуществ водорода по сравнению с литиевыми батареями — более высокую плотность энергии. Высокое давление также делает водород непрактичным вариантом для двухколесных транспортных средств, таких как мотоциклы или скутеры.

Также следует обратить внимание, что команда из Института производственных технологий и передовых материалов им. Фраунгофера *IFAM* (Дрезден) предложила новый способ хранения и переноса водородной энергии на основе гидрида магния, которая сохраняет водород и позволяет выпускать его когда это необходимо, даже при атмосферном давлении.

Для производства пасты магний смешивают с водородом при температуре около 350 °С и давлении, в пять-шесть раз выше атмосферного, в результате чего образуется гидрид магния. Затем в смесь добавляют сложный эфир и соли металлов, чтобы получить вязкую серую массу, которая может быть загружена в картриджи.

Powerpaste полностью стабильна при температурах до 250°C и несет в 10 раз больше энергии, чем литиевые батареи, и значительно больше, чем 700 бар водородного резервуара, если сравнивать по весу. Исследователи утверждают, что автомобили, работающие на *Powerpaste* могут полагаться на запас хода, который «сопоставим с бензином или превышает его» [15].

Для высвобождения энергии, плунжерный механизм выдавливает пасту в камеру, где она вступает в реакцию с водой выделяя водород с динамически контролируемой скоростью [15]. Водород питает топливный элемент для выработки электроэнергии или другое устройство. Частично, впечатляющая плотность энергии пасты обусловлена тем фактом, что половина выделяемого водорода поступает из воды, с которой он вступает в реакцию.

Например, для заправки скутера *Powerpaste* нужно вынуть картридж и заменить его на заправленный [15]. Таким образом, эта технология может стать легко заменяемым вариантом использования чистой энергии в различных устройствах [15]. Предполагается адаптировать технологию для больших дронов, тем самым увеличив время и дальность их полета, а также для портативных электроприборов [15].

Некоторым устройствам может быть удобнее просто закачать материал в резервуар, а не пользоваться картриджами [15]. К таким можно отнести автомобили или грузовики на топливных элементах, самолеты [15], а также более крупные виды техники. Предполагается, что пасту можно подавать через стандартные линии розлива с относительно недорогим оборудованием [15].

Схожая технология получения водорода на основе гидрида магния, как у немецких коллег, разработана и в России. Российской компанией - резидентом Ульяновского центра трансфера технологий «ХитЛаб» разработана технология и оборудование для производства MgH_2 - твердого и безопасного источника водорода. Технология находится в высокой степени готовности.

Российскими учёными также разработаны результативные способы хранения водорода [6] - «интерметаллидное». За основу взята неповторимая способность твердых обратимо гидрирующихся металлов и сплавов на основе $LaNi_5$ удерживать водород [6] в

своей структуре, при этом плотность упаковки его атомов выше плотности атомов в жидком водороде. Этот способ именуется «интерметаллидное» хранение водорода. Уже изготовлены и испытаны интерметаллидные накопители (ИМН), доказавшие свою эффективность и надёжность [6]. Для извлечения водорода из такого компактного хранилища потребителю потребуется просто его нагреть [6].

Обсуждение

Спрос на водород растёт при переходе на потребление более чистых и легких нефтяных видов топлива, в то время как нефтяное сырьё становится все тяжелее.

Водород является вторичным энергоносителем и требует дополнительной энергии для производства.

В соответствии с Парижским соглашением об изменении климата, ратифицированным Россией в сентябре 2019 года, наша страна должна сократить выбросы парниковых газов до 30% от уровня 1990 года к 2030 году.

Но с этим потенциал природного газа, который уже способствует низкоуглеродному развитию экономики, ещё не исчерпан. Скептицизм в отношении водородных технологий исчезнет только при относительно распространённом использовании любого из них [16]. Однако, без сомнения, водород очень важен для создания химических генераторов тока. Это очень важно для транспорта и распределённой энергии и некоторых других областей.

Водород привлекает высокой энергоёмкостью – в 3-4 раза больше, чем у природного газа. Европа делает все возможное, чтобы отказаться от углеводородного сырья, но перестройка существующей энергетической инфраструктуры займёт десятилетия.

По оценкам Международного энергетического агентства, даже к 2070 году на долю энергетики, будет приходиться всего 14 процентов от общего потребления водорода в мире.

Если мы не изменим нашу энергетику, мы не войдем в водородную экономику Европы. Необходимо иметь в виду, что, поставляя меньше газа и нефти, мы можем заменить их поставкой водорода или аммиака.

Литература.

1. Смоленцев А.А., Щербаков А.Н. Создание новейших водородных технологий для наземных транспортных средств: современное состояние и прогноз на будущее // Журнал автомобильных инженеров. 2011. № 4 (69). С. 39-41.
2. Balzamor D.S., Akhmetova I.G., Balzamova E.Yu., et al. Options for organizing own sources of energy supply at the facilities of generating companies based on steam screw machines // Journal of Physics: Conference Series. International Scientific Conference "Conference on Applied Physics, Information Technologies and Engineering - APITECH-2019". Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations; Polytechnical Institute of Siberian Federal University. 2019. pp. 55018.
3. Корзун В.А. "Глобальное потепление" - реальность или политизированный миф? (Перспективы создания в России "зеленой экономики") М.: Институт мировой экономики и международных отношений РАН, 2009. 191 с.
4. Ахметова И.Г., Мухаметова Л.Р. Актуальные вопросы повышения энергоэффективности теплоснабжающих организаций // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2015. №11-12. С. 108-113.
5. Белов В.Б. Европейский альянс чистого водорода // Научно-аналитический вестник Института Европы РАН. 2020. № 5(17). С. 52-59.
6. Энергетика 2.0 и «Водородная долина России» - URL: <https://topwar.ru/179612-jenergetika-20-i-vodorodnaja-dolina-rossii.html>. Дата обращения 18.03.2020.
7. Мухаметова Л.Р., Ахметова И.Г., Ахметов Т.Р. Проблемы повышения энергоэффективности теплоснабжающих организаций // Энергетика Татарстана. 2016. № 1 (41). С. 52-56.
8. Мастепанов А.М., Хирофуми А. Основные проекты водородной стратегии Японии и их потенциальное влияние на перспективы развития нефтегазовой отрасли России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2020. № 12(192). С. 45-54.
9. Мастепанов А.М. Водородная энергетика России: состояние и перспективы // Энергетическая политика. 2020. № 12 (154). С. 54-65.
10. Беляев С.В., Давыдов Г.А., Селиверстов А.А., et al. Водород как топливо // Новые материалы и технологии в машиностроении. 2015. № 21. С. 79-82.

11. Parkinson B., Balcombe P., Speirs J. F., et al. Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes // *Energy Environ. Sci.* 2019. V.12. P.19–40. <https://doi.org/10.1039/c8ee02079e>.
12. Водород у ворот. Доступно по: URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4521376?query=водород%20у%20ворот>. Ссылка активна на: 10.03.2021.
13. Солодова Н.Л., Черкасова Е.И., Салахов И.И., Тутубалина В.П. Водород - энергоноситель и реагент. Технологии его получения // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2017. Т. 19. №11-12. С. 39-50.
14. Мухаметова Л.Р., Ахметова И.Г., Стриелковски В. Инновации в области хранения энергии // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2019. Т. 21. № 4. С. 33-40.
15. Новое водородное топливо в виде пасты: дешево и удобно. Доступно по URL: <https://www.popmech.ru/technologies/669643-sozdano-universalnoe-vodorodnoe-toplivo-v-vide-pasty-deshevo-i-udobno/>. Ссылка активна на: 18.03.2021.
16. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года». Доступно по: URL: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>. Ссылка активна на: 10.03.2021.

Авторы публикации

Яруллин Рафинат Саматович – д-р хим. наук, генеральный директор ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг».

Салихов Ильфат Зилбирович – заместитель генерального директора ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг».

Черезов Денис Сергеевич – главный специалист отдела маркетинга ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг».

Нурисламова Аделя Раилевна – магистрант, Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Smolentsev AA, Shcherbakov AN. Creation of the latest hydrogen technologies for land vehicles: current state and forecast for the future. *Journal of automotive engineers*. 2011;4(69):39-41.
2. Balzamov DS, Akhmetova IG, Balzamova EYu, Et al. Options for organizing own sources of energy supply at the facilities of generating companies based on steam screw machines. *Journal of Physics: Conference Series. International Scientific Conference "Conference on Applied Physics, Information Technologies and Engineering - APITECH-2019"*. Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations; Polytechnical Institute of Siberian Federal University. 2019. pp. 55018. doi: 10.1088 / 1742-6596 / 1399/5/055018
3. Korzun VA. «Global Warming» Reality or Politicized Myth? (Prospects for the creation of a "green economy" in Russia) М.: Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences, 2009.
4. Akhmetova IG, Mukhametova LR. Topical issues of improving the energy efficiency of heat supply organizations. *Energy problems*. 2015;11-12:108-113.
5. Belov VB. European Alliance of Pure Hydrogen. *Scientific Analytical Bulletin of the Institute of Europe RAS*. 202;5(17);52-59.
6. *Energy 2.0 and «Hydrogen Valley of Russia»* - URL: <https://topwar.ru/179612-jenergetika-20-i-vodorodnaja-dolina-rossii.html>. Accessed: 18.03.2021.
7. Mukhametova LR, Akhmetova IG, Akhmetov TR. Problems of increasing the energy efficiency of heat supply organizations. *Energetika Tatarstana*. 2016;1(41):52-56.
8. Mastepanov AM, Hirofumi A. The main projects of the hydrogen strategy of Japan and their potential impact on the prospects for the development of the oil and gas industry in Russia. *Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex*. 2020;12(192);45-54.

9. Mastepanov AM. Hydrogen energy in Russia: state and prospects. *Energy policy*. 2020;12(154):54-65.
10. Belyaev SV, Davydkov GA, Seliverstov AA, et al. Hydrogen as fuel. *New materials and technologies in mechanical engineering*. 2015;21:79-82.
11. Parkinson B, Balcombe P, Speirs JF, et al. Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. *Energy Environ. Sci.* 2019;12:19-40. <https://doi.org/10.1039/c8ee02079e>
12. *Hydrogen at the gates*. Available at: URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4521376?query=hydrogen%20y%20vorot>. Accessed: 10.03.2021.
13. Solodova NL, Cherkasova EI., Salakhov II., et al. Hydrogen is an energy carrier and a reagent. Technologies for its production. *News of higher educational institutions. Energy problems*. 2017;19(11-12):39-50.
14. Mukhametova LR, Akhmetova IG, Strielkovski V. Innovations in the field of energy storage. *News of higher educational institutions. Energy problems*. 2019;21(4):33-40.
15. *New hydrogen fuel in the form of a paste: cheap and convenient*. URL: <https://www.popmech.ru/technologies/669643-sozdano-universalnoe-vodorodnoe-toplivo-v-vide-pasty-deshevo-i-udobno/>. Accessed: 18.03.2021.
16. *Action plan «Development of hydrogen energy in the Russian Federation until 2024»*. URL: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>. Accessed: 10.03.2021.

Authors of the publication

Rafinat S. Yarullin – JSC Tatneftekhiminvest-holding.

Ilfat Z. Salikhov – JSC Tatneftekhiminvest-holding.

Denis S. Cherezov – JSC Tatneftekhiminvest-holding.

Adelya R. Nurislamova – Kazan state power engineering university.

Получено

09 марта 2021г.

Отредактировано

30 марта 2021г.

Принято

05 апреля 2021г.



ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Г.Е. Марьин^{1,2}, Б.М. Осипов¹, А.Р. Ахметшин^{1,3}

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²АО «ТАТЭНЕРГО» филиал «Казанская ТЭЦ-2», г. Казань, Россия

³Ассоциация «Росэлектромонтаж», г. Москва, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, george64199@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8059-0669>, obm0099@ya.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Исследование направлено на изучение влияния топливных газов различного компонентного состава на экологические показатели работы газотурбинной установки GE 6FA. Рассмотреть возможность применения в качестве основного топлива водорода для минимизации выбросов и улучшения характеристик работы газотурбинной установки GE 6FA. *МЕТОДЫ.* Для выполнения поставленной цели был использован программный комплекс «АСГРЭТ» (Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин). *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье рассмотрены перспективные направления по утилизации CO₂ с применением высокоэффективных технологий с дальнейшим использованием или захоронением. Представлены математическая модель газотурбинной установки GE 6FA, диаграммы изменения основных характеристик и состав выбросов при работе на разных видах топлива, включая водород. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Проведенные исследования показывают, что изменение компонентного состава газа оказывает влияние на энергетические характеристики двигателя. Приведена методика определения количественного состава CO_x, NO_x, SO_x в отработавших газах газотурбинной установки. Переход на резервное топливо керосин приводит к увеличению количества выбросов, что необходимо учитывать при проектировании систем улавливания вредных выбросов при двухтопливной системе подачи топливного газа. Применение водорода в качестве топлива для газовых турбин позволяет сократить не только расходы на топливоподготовку, но и минимизировать выбросы и улучшить характеристики работы газотурбинной установки.

Ключевые слова: газотурбинная установка; водород; режимы работы электрической станции; парниковый эффект; вредные выбросы; диоксид углерода.

Для цитирования: Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 84-92. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92.

RESEARCH OF THE APPLICATION OF HYDROGEN AS A FUEL TO IMPROVE ENERGY AND ENVIRONMENTAL PERFORMANCE OF GAS TURBINE PLANTS

GE. Marin^{1,2}, BM. Osipov¹, AR. Akhmetshin^{1,3}

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²JSC «Tatenergo» branch «Kazan CHP-2», Kazan, Russia

³Association «Roselectromontazh», Moscow, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, george64199@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8059-0669>, obm0099@ya.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Abstract: *THE PURPOSE.* The study is aimed at studying the effect of fuel gases of various component composition on the environmental performance of the GE 6FA gas turbine unit. Consider using hydrogen as primary fuel to minimize emissions and improve performance of the GE 6FA gas turbine. *METHODS.* To achieve this goal, the ASGRET (Automated system for gas-dynamic calculations of power turbomachines) software package was used. *RESULTS.* The article discusses promising directions for the utilization of CO₂ using highly efficient technologies with further use or disposal. A mathematical model of a GE 6FA gas turbine unit, diagrams of changes in the main characteristics and the composition of emissions when operating on various types of fuel, including hydrogen, are presented. *CONCLUSION.* The studies carried out show that a change in the component composition of the gas affects the energy characteristics of the engine. The method for determining the quantitative composition of CO_x, NO_x, SO_x in the exhaust gases of a gas turbine plant is presented. The transition to the reserve fuel kerosene leads to an increase in the amount of emissions, which must be taken into account when designing systems for capturing harmful emissions with a dual-fuel fuel gas supply system. The use of hydrogen as a fuel for gas turbines allows to reduce not only the cost of fuel preparation, but also to minimize emissions and improve the performance of the gas turbine plant.

Keywords: gas turbine, hydrogen; power plant operating modes; greenhouse effect; harmful emissions; carbon dioxide.

For citation: Marin GE, Osipov BM, Akhmetshin AR. Research of the application of hydrogen as a fuel to improve energy and environmental performance of gas turbine plants. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(2): 84-92. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92.

Введение и литературный обзор

Рост производства электроэнергии неизбежен. В настоящий момент европейские страны делают упор на развитие нетрадиционной энергетики, но в климате России такой подход кардинально отличается от принятых на Западе. Согласно стратегии развития энергетической отрасли строительство новых мощностей будет происходить на базе газотурбинных технологий, это как газовые турбины мощностью 500-600 МВт, так и маломощные установки 5-15 МВт¹. Известно, что основным видом топлива для газовых турбин является природный газ, но в настоящее время предлагаются и альтернативные топлива, в том числе и водород [1]. При этом повышение спроса на электроэнергию приведет к увеличению потребления топлив, что увеличит количество выбросов вредных веществ. Стабилизировать выбросы парниковых газов был призван подписанный в 1997 году Киотский протокол. Даже сильная поддержка мирового сообщества Киотского протокола не привела к снижению выбросов на мировом уровне, так как развивающиеся страны не взяли на себя обязательства по количеству выбросов [2]. На смену Киотскому протоколу было принято Парижское соглашение. В отличие от Киотского протокола соглашение позволяет странам самим устанавливать цели по снижению количества выбросов, исходя из энергетической стратегии страны. 21 сентября 2019 года Российская Федерация ратифицировала Парижское соглашение. Согласно данному соглашению в России поставлена цель по снижению выбросов парниковых газов до уровня 75% от показателей 90-х годов. На достижение данных целей направлены федеральные проекты «Чистый воздух» и «Наилучшие доступные технологии». Данные проекты предусматривают сокращение выбросов, стимулирование промышленных и энергетических компаний к внедрению новых технологий для минимизации ущерба для окружающей среды, а также развитие и подготовку к внедрению механизма квотирования выбросов.

В продуктах сгорания диоксид углерода является основной составляющей соединений, приводящих к формированию парникового эффекта, который приводит к изменению климата [3]. Количество CO₂ в отработавших газах газотурбинной установки (ГТУ) зависит от содержания углерода в топливе. Сокращение объемов выбросов CO₂ можно достичь путем уменьшения количества сжигаемого топлива, т.е. совершенствования цикла. Также в процессе сжигания топлива образуется SO₂, если сера

¹Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 No 1715-р) // Справочная Правовая Система Консультант Плюс (последнее обновление 26.03.2018).

содержится в топливе. Неполное сгорание топлива или неправильно выстроенный алгоритм сжигания топливовоздушной смеси приводит к образованию монооксида углерода (угарного газа) CO [4]. Его количество в отработавших газах не так велико, но увеличение его концентрации в атмосфере приводит к росту заболеваемости населения с хроническими заболеваниями легких [5].

При высоких температурах горения образуется окись азота NO и диоксид азота NO₂[6]. Количество данных веществ в отработавших газах зависит от типа топлива и совершенства камеры сгорания ГТУ[7]. Выброс NO оказывает влияние на озоновый слой в верхних слоях атмосферы, а также является канцерогеном, вызывающим раковые заболевания у человека.

Вредные выбросы оказывают негативное влияние не только на окружающую среду, но и приводит к коррозии металлоконструкций, эрозионному износу, повреждению зданий и фундаментов.

В настоящий момент для уменьшения выбросов энергетического оборудования разработано и реализовано много мер минимизации воздействия на окружающую среду, к ним можно отнести:

1. Совершенствование режимов горения топлива [8];
2. Рециркуляцию отработавших газов через подающие форсунки в смеси с воздухом;
3. Применение специальных форсунок;
4. Подвод дополнительного рабочего тела в проточную часть [9];
5. Технологию очистки отработавших газов;
6. Применение водорода в качестве топлива.

Перспективным направлением по утилизации CO₂ является применение высокоэффективных технологий по утилизации CO₂ из дымовых газов, и дальнейшее его использование или захоронение [10-13].

Одним из таких направлений может быть использование CO₂ в качестве природного хладагента, альтернатива различным фреонам. В отличие от традиционных хладагентов CO₂ имеет высокую критическую и низкую тройную точку, это дает широкие пределы при промышленном применении. Может применяться при синтезе химических соединений (создание новых топлив, синтез-газов), в металлургии. Кроме промышленности очищенный CO₂ используется в медицине, сельском хозяйстве, в пищевой промышленности. Способность охлаждаться при испарении позволяет использовать CO₂ в системах пожаротушения гражданских и промышленных объектов.

Если же объемы извлеченного CO₂ небольшие или нет необходимости сразу его использовать, можно организовать хранение в газгольдерах. Также можно организовать захоронение в подземных шахтах, хранилищах.

Затраты на установку оборудования по улавливанию CO₂ не маленькие, поэтому при разработке и внедрении таких проектов необходимы точные данные по количеству выбросов и их компонентному составу. На данный момент применяются три технологии снижения выбросов CO₂ в атмосферу при эксплуатации энергетического оборудования, работающего на разных видах топлива:

1. Технология «*Pre-combustion capture*». При применении данной технологии [14] CO₂ удаляется из топлива при подготовке к сжиганию;
2. Технология «*Oxy Fuel*». Особенностью данной технологии является усложнение цикла, сжигание происходит при добавлении чистого кислорода. Технология «*Oxy Fuel*» [15] будет применяться в газотурбинных циклах при использовании в качестве топлива угля (технология газификации угля);
3. Технология улавливания CO₂ из отработавших газов энергетического оборудования.

Материалы и методы

В данном исследовании мы рассматриваем технологию улучшения энергетических и экологических показателей работы ГТУ при работе на разных видах топлива, включая водород[16]. Определение состава отработавших газов влияет на выбор состава оборудования установки улавливания CO₂. На рис. 1 представлена принципиальная схема по улавливанию CO₂.

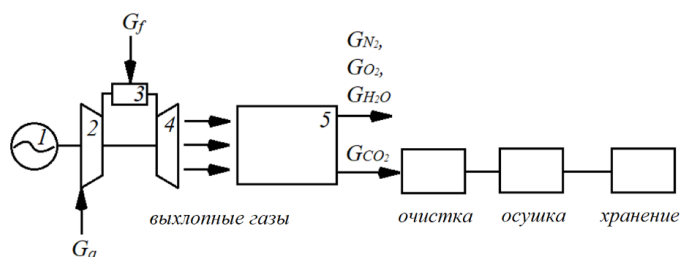


Рис. 1. Принципиальная схема по улавливанию CO_2 : 1 – генератор; 2 – компрессор ГТУ; 3 – камера сгорания ГТУ; 4 – турбина; 5 – установка улавливания CO_2 ; G_a – расход сжимаемого воздуха, кг/с; G_f – подводимый топливный газ кг/с; G_{N_2} , G_{O_2} , G_{H_2O} , G_{CO_2} – количественный состав N_2 , O_2 , H_2O , CO_2 в отработавших газах.

Fig. 1. Schematic diagram of CO_2 capture: 1-generator; 2-GTU compressor; 3-GTU combustion chamber; 4-turbine; 5- CO_2 capture unit; G_a – compressed air flow rate, kg / s; G_f -fuel gas input, kg / s; N_2 , O_2 , H_2O , CO_2 – the quantitative composition of N_2 , O_2 , H_2O , CO_2 in the exhaust gases.

Газовая турбина использует топливный газ различного компонентного состава. Эксплуатация газовой турбины происходит при работе на природном газе, но возможно использование керосина в качестве резервного топлива. Работа на резервном топливе может быть кратковременна, но состав продуктов сгорания будет отличаться. Альтернативой природному газу и керосину, используемых в качестве топлива газовой турбины, может быть водород. Водород является экологически чистым топливом. Сжигание водорода сопровождается выделением большого количества энергии, порядка 135-140 Мдж на 1 кг водорода. Пример состава топлива представлен в таблице 1.

Таблица 1

Компонентный состав топлива					
Компонент	Формула	Молекулярный вес	Плотность кг/м ³	Объёмный состав, %	
				Газ 1	Газ 2
Метан	CH_4	16,0426	0,668	97,24	94,500
Этан	C_2H_6	30,0694	1,26	0,12	2,100
Пропан	C_3H_8	44,1	1,866	0,01	0,500
Изо-бутан	C_4H_{10}	58,124	2,491	0,000	0,200
Кислород	O_2	31,9988	1,331	0,025	0,022
Азот	N_2	28,0134	1,165	2,5	2,480
Двуокись углерода	CO_2	44,01	1,841	0,1	0,200

Для проведения исследований необходимо определить условную формулу топливного газа [17]. Условная формула топлив представлена в таблице 2.

Таблице 2

Условная формула топлив							
№	Тип топлива	C	H	N	O	S	i, кДж/кг
1.	Газ 1	6,129	24,094	0,12194	0,0564	-	-4559,38
2.	Газ 2	6,019	22,36	0,2519	0,0564	-	-4220,383
3.	Керосин	7,0768	14,6788	-	-	0,0135	-2815,1
4.	Водород	-	99,21619	-	-	-	-3965,1

Результаты

Аппроксимация термодинамических свойств топливного газа ГТУ. Для исследований продуктов сгорания была создана математическая модель газотурбинного двигателя GE 6FA в программном комплексе «АСГРЭТ» (Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин). Основные характеристики представлены в таблице 3[18-19].

Технические характеристики ГТУ (GE 6FA)

№ п/п	Технические характеристики	Ед. изм.	Значение
1	Мощность генератора	кВт	80000
2	Атмосферное давление	кгс/см ²	1,013
3	Температура на входе компрессора	°С	15
4	Относительная влажность на входе в компрессор	%	60
5	Давление топлива перед газовым модулем	кгс/см ²	25,9 – 30,8
6	Количество ступеней в компрессоре	шт.	18
7	Количество ступеней в турбине	шт.	3
8	Воздушный поток	м ³ /с	166
9	Коэффициент сжатия		15,8
10	Температура воздуха после компрессора	°С	385
11	Температура дымовых газов	°С	603
12	Температура газов после камеры сгорания	°С	1325

Функциональная схема представлена на рис. 2.

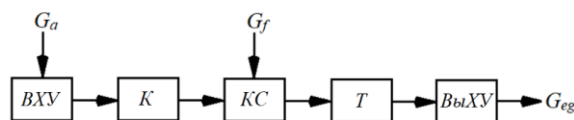


Рис. 2. Функциональная схема

Fig. 2. Functional diagram

Обозначения на рис. 2: ВХУ - входное устройство; К-компрессор; КС - камера сгорания; Т-турбина; ВыХУ- выходное устройство; G_a - расход воздуха, подаваемого в компрессор, кг/с; G_f -расход топлива,кг/с; G_{eg} - расход отработавших газов, кг/с.

Исходными данными для исследования приняты [20, 21]: $T_{ов}=288,15$ К, $P_{ов}=101,3$ кПа, $\varphi =60\%$. Мощность газовой турбины постоянная $N=77$ МВт, температура после ГТУ постоянна 873К, $n=5233$ об/мин.

По результатам исследования получены основные характеристики двигателя при работе на разных видах топлива, рис. 3.

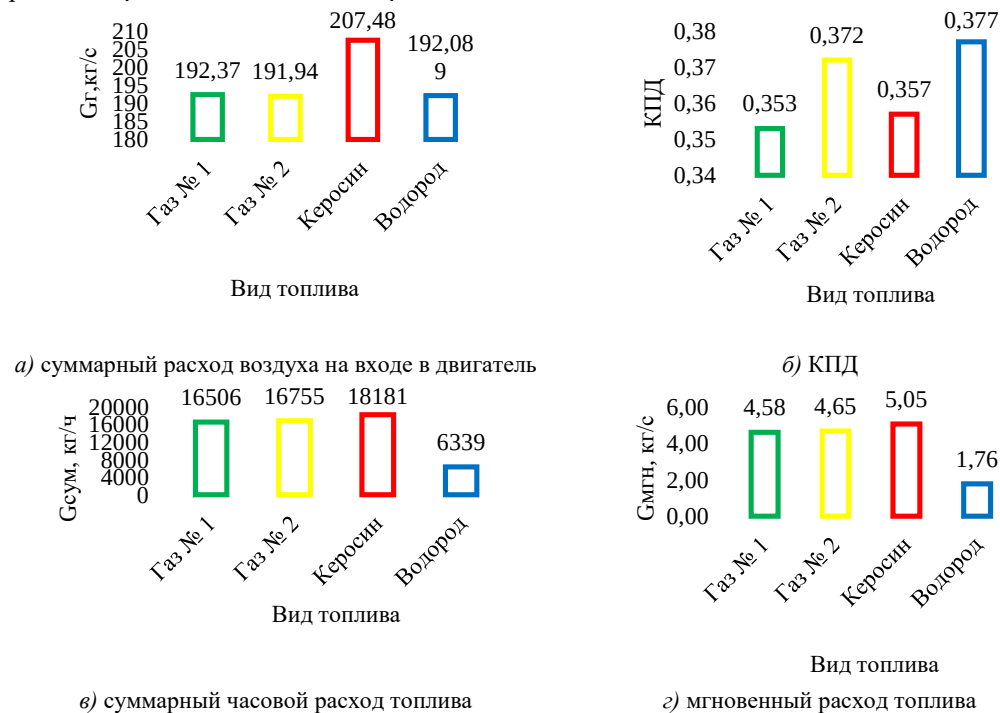


Рис. 3. Основные характеристики двигателя при работе на разных видах топлива.

Fig. 3. The main characteristics of the engine when running on different type s of fuel.

При работе на керосине, рис.3а, суммарный расход воздуха увеличивается, так как возрастает расход топливного газа. Увеличение расхода воздуха при работе на керосине достигает 7% относительно природного газа.

Максимальный эффективный КПД, рис.3б, достигается при работе на водороде. Это обусловлено высокими энергетическими характеристиками топлива.

На рис.3в и 3г видно, что при работе на водороде достигается наименьший расход топлива, а на керосине - максимальный.

Используя полученные выше данные, рассчитаем количества CO_2 в отработавших газах:

$$Q_{\text{CO}_2} = G_{\text{r}} \cdot q_{\text{п}_2},$$

где G_{r} – расход топлива, кг/с; $q_{\text{п}_2}$ – показатель относительного расхода компонента состава выхлопа.

Состав выбросов представлен на рис. 4.

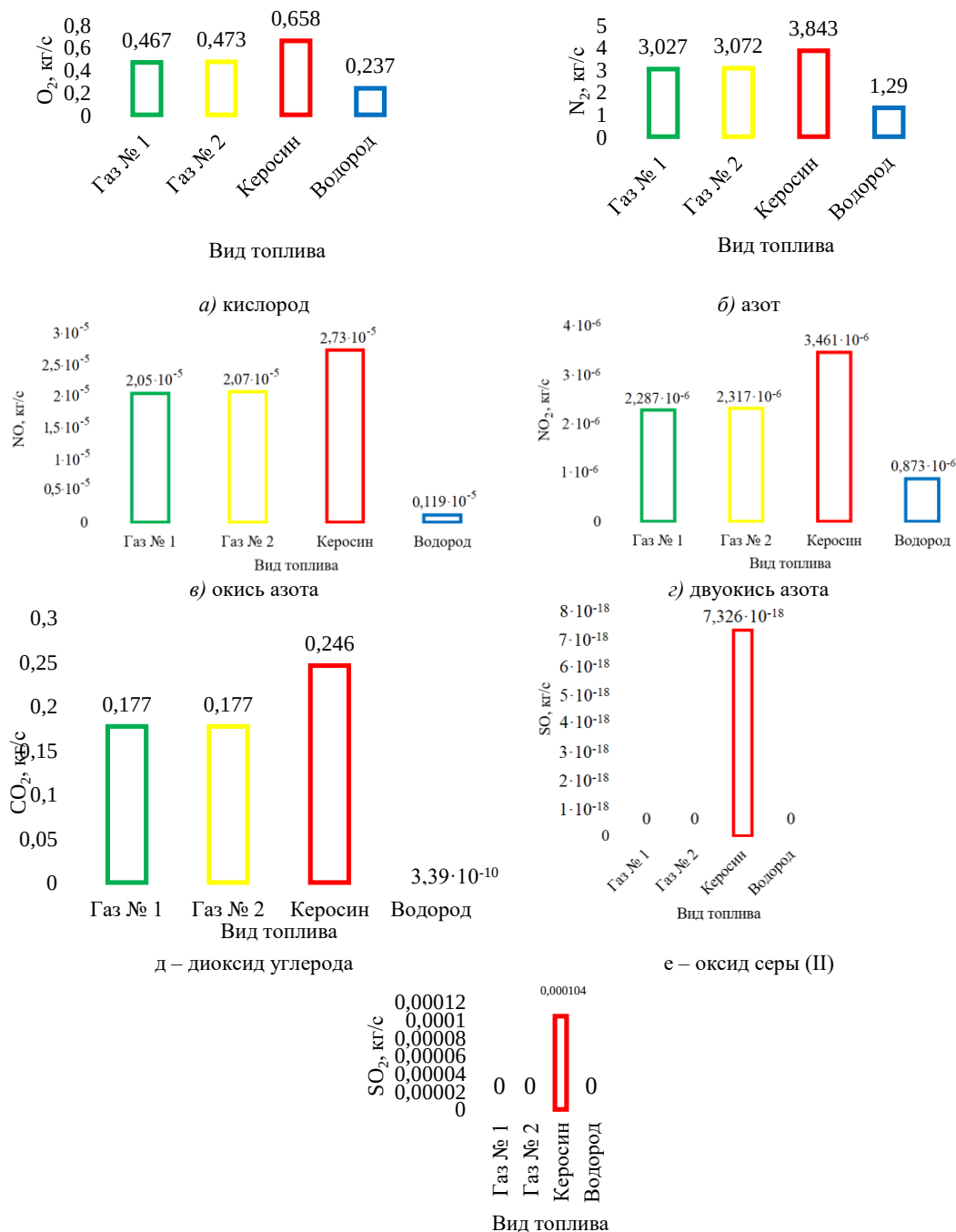


Рис. 4. Выбросы при сжигании топлива
Fig. 4. Emissions from fuel combustion

На рис. 4 представлены численные значения основных компонентов в отработавших газах газотурбинного двигателя. Показано, что переход на резервное топливо керосин не только увеличивает расход топлива, но и повышает количество CO_2 ,

NO₂. Наличие серы в исходном керосине добавляет к выбросам SO_x, данный фактор необходимо учитывать при переходе на резервное топливо. Важно отметить, что при переходе на водородное топливо в выбросах будут отсутствовать выбросы группы S_{ox}, а выбросы CO и NO_x будут минимальны. Содержание O₂ в выхлопных газах будет меньше, чем при работе на газе или керосине, это необходимо учитывать при наличии в котле-утилизаторе дожигателя устройства.

Обсуждение

Экологические вызовы оказывают большое влияние на работу энергетической отрасли. Переход на использование природного газа позволил не только снизить затраты на производство электроэнергии, но и позволил сократить выбросы CO₂, NO_x. На данный момент по прогнозу Международного агентства по возобновляемым источникам энергии IRENA [22] будет происходить постепенное сокращение потребления природного газа и увеличиваться доля водорода в топливной корзине. Переход к водородным технологиям позволит сократить выбросы генерирующего оборудования. Конечно внедрение водородных технологий дорогостоящий процесс, но развитие технологий позволит со временем уменьшить стоимость топлива. Кроме того, необходимо выполнять жесткие требования безопасности, при эксплуатации оборудования. Водород, как и природный газ, бесцветный, смесь с воздухом взрывоопасна, но кроме этого использование водорода приводит к охрупчиванию металлов. Но данные проблемы при эксплуатации водородных установок требуют лишь разработки новых подходов к работе и эксплуатации оборудования, трубопроводов. На данный момент водород дороже природного газа, но сопоставим по стоимости с авиационным керосином, стоимость водорода составляет от \$2 до \$4 за 1 кг, но затраты на производство постоянно снижаются. Стоит отдельно отметить, что для транспортировки водорода нет необходимости создавать новую трубопроводную систему.

Выводы

Проведенные исследования показывают, что изменение компонентного состава газа оказывает влияние на энергетические характеристики двигателя.

Приведена методика определения количественного состава CO_x, NO_x, SO_x в отработавших газах ГТУ. Показано, что переход с основного топлива ГТУ на резервное топливо керосин приводит к изменению количества выбросов. Это необходимо учитывать при проектировании систем улавливания вредных выбросов после ГТУ при двухтопливной системе подачи топливного газа.

Выбранная методика определения количества выбросов позволяет энергетическим предприятиям прогнозировать количество выбросов в зависимости от работы генерирующего оборудования.

Применение водорода в качестве топлива для газовых турбин позволяет сократить не только расходы на топливоподготовку, но и минимизировать выбросы.

Несмотря на высокую стоимость исходного топлива, применение водорода снизит расходы на утилизацию вредных выбросов.

Литература

1. Марьин Г.Е., Осипов Б.М. Критерии выбора составов топлив при их сжигании в газотурбинных установках с незначительными переделками топливной системы // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 2(151). С. 356-365.
2. Васильева Г.М. Киотский протокол в глобальном историческом контексте // Вестник Томского государственного университета. 2019. № 439. С. 120-127.
3. Шаповалов А.Б. К вопросу о роли диоксида углерода и его влиянии на биосферу // Образовательные ресурсы и технологии. 2017. № 3(20). С. 78-85.
4. Юдин Р.А., Шестаков Н.И., Аншелес В.Р., и др. Основные закономерности неполного сгорания природного газа // Вестник Череповецкого государственного университета. 2013. № 3-1(49). С. 26-29.
5. Евсеева А.О. Влияние тепловых электростанций на природу и человека // Colloquium-journal. 2019. № 12-2(36). С. 56-58.
6. Chen Y., Sima V., Lin W., et al. HCCI / Rich SACI gasoline combustion cycling and three-way catalyst for fuel efficiency and NO_x reduction // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2015. V. 137(12).
7. Sarkisov A.A., Rudakov O.A., Salivon N.D., et al. The generalized emissions characteristic of a gas-turbine engine as a function of the design and operating parameters of the combustion chamber // Thermal Engineering. 2000. V. 47(4).pp. 352-355.
8. Huang R.F., Kimilu R.K. Effects of jet pulsation intensity on a wake-stabilized non-premixed jet flame in crossflow // Experimental Thermal and Fluid Science. 2016. V. 78.pp. 153-166.

9. Marin G., Mendelev D., Osipov B., et al. Supply of additional working fluid to the flow part of the NK-8 gas turbine engine // High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020).E3S Web of Conferences. 2020. V. 178.
10. Иванова М.С., Вишнецкая М.В., Томский К.О. Каталитическая очистка газовых выбросов от CO₂ // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2019. № 1(69).С. 24-31.
11. Косой А.С., Зейгарник Ю.А., Попель О.С., и др. Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 23-32.
12. Lee U., Han C. Simulation and optimization of multi-component organic Rankine cycle integrated with post-combustion capture process // Computers and Chemical Engineering. 2015. V. 83.pp. 21-34.
13. Aresta M., Dibenedetto A., Angelini A. Catalysis for the valorization of exhaust carbon: From CO₂ to chemicals, materials, and fuels technological use of CO₂ // Chemical Reviews.2014. V. 114(3). pp. 1709-1742. <https://doi.org/10.1021/cr4002758>.
14. Shaw R., Naskar S., Das T., et al. Review on the advanced techniques used for the capturing and storage of CO₂ from fossil fuel power plants // Lecture notes in civil engineering. 2021. V. 93. pp. 193-197.
15. Schorn F., Lohse D., Samsun R.C., et al. The biogas-oxyfuel process as a carbon source for power-to-fuel synthesis: Enhancing availability while reducing separation effort // Journal of CO₂ Utilization. 2021. V. 45.
16. Carapellucci R., Giordano L., Vaccarelli M. Application of an amine-based CO₂ capture system in retrofitting combined gas-steam power plants // Energy. 2017. V. 118.pp. 808-826.
17. Титов А.В., Осипов Б.М., Хамматов А.Р., и др. Применение программного комплекса град для исследований стационарных энергетических установок // Тяжелое машиностроение. 2009. № 6. С. 9-11.
18. Осипов Б.М., Титов А.В., Хамматов А.Р. Инструментальная среда исследования газотурбинных установок // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. 2009. № 1. С. 22-25.
19. Менделеев Д.И., Марьин Г.Е., Ахметшин А.Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока пгу-110 мвт на частичных нагрузках // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3(43). С. 47-56.
20. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Зунино П., и др. Влияние состава топлива на энергетические параметры газотурбинной установки // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. 22(5) С. 41-51. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>
21. IRENA. Global energy transformation: A road map to 2050 (2019 edition).2019. 52 с. Доступно по URL:<https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Globalenergy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>.

Авторы публикации

Марьин Георгий Евгеньевич – старший преподаватель, Казанский государственный энергетический университет. Старший машинист энергоблоков цеха парогазовых установок АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2».

Осипов Борис Михайлович – канд. техн. наук, профессор, Казанский государственный энергетический университет.

Ахметшин Азат Ринатович– канд. техн. наук, доцент, Казанский государственный энергетический университет, ведущий специалист Ассоциации «Росэлектромонтаж».

References

1. Maryin GE, Osipov BM. Criteria for the selection of fuel compositions during their combustion in gas turbine installations with minor alterations of the fuel system. *Bulletin of the Irkutsk State Technical University*. 2020;2(151):356-365.
2. Vasilyeva GM. Kyoto Protocol in a global historical context. *Bulletin of Tomsk State University*. 2019;439:120-127.
3. Shapovalov AB. To the question of the role of carbon dioxide and its effect on the biosphere. *Educational resources and technologies*. 2017;3(20):78-85.
4. Yudin RA, Shestakov NI, Ansheles VR, Yudin IR, Tuvalin NA. Basic laws of incomplete combustion of natural gas. *Bulletin of the Cherepovets State University*. 2013;3-1(49):26-29.
5. Evseeva AO. The influence of thermal power plants on nature and humans. *Colloquium-*

journal. 2019;12-2(36):56-58.

6. Chen Y, Sima V, Lin W, et al. HCCI / Rich SACI gasoline combustion cycling and three-way catalyst for fuel efficiency and NO_x reduction. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2015;137(12):121508.

7. Sarkisov AA, Rudakov OA, Salivon ND, et al. The generalized emissions characteristic of a gas-turbine engine as a function of the design and operating parameters of the combustion chamber. *Thermal Engineering*. 2000;47(4):352-355.

8. Huang RF, Kimilu RK. Effects of jet pulsation intensity on a wake-stabilized non-premixed jet flame in crossflow. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2016;78:153-166.

9. Marin G, Mendelev D, Osipov B, et al. *Supply of additional working fluid to the flow part of the NK-8 gas turbine engine*. High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020). E3S Web of Conferences. 2020;178:01038.

10. Ivanova MS, Vishnetskaya MV, Tomskiy KO. Catalytic purification of gas emissions from CO₂. *Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosova*. 2019;1(69):24-31.

11. Kosoy AS, ZeigarnikYuA, Popel OS, Sinkevich MV, Filippov SP, ShterenbergVYa. Conceptual diagram of a combined cycle plant with complete capture of carbon dioxide from combustion products. *Heat power engineering*. 2018;9:23-32.

12. Lee U, Han C. Simulation and optimization of multi-component organic Rankine cycle integrated with post-combustion capture process. *Computers and Chemical Engineering*. 2015;83:21-34.

13. Aresta M, Dibenedetto A, Angelini A. Catalysis for the valorization of exhaust carbon: From CO₂ to chemicals, materials, and fuels technological use of CO₂. *Chemical Reviews*. 2014;114(3):1709-1742. <https://doi.org/10.1021/cr4002758>.

14. Shaw R, Naskar S, Das T, et al. *Review on the advanced techniques used for the capturing and storage of CO₂ from fossil fuel power plants*. Lecture notes in civil engineering. 2021;93:193-197.

15. Schorn F, Lohse D, Samsun RC, et al. The biogas-oxyfuel process as a carbon source for power-to-fuel synthesis: Enhancing availability while reducing separation effort. *Journal of CO₂ Utilization*. 2021;45:101410.

16. Carapellucci R, Giordano L, Vaccarelli M. Application of an amine-based CO₂ capture system in retrofitting combined gas-steam power plants. *Energy*. 2017;118:808-826.

17. Alemasov VE, Dregalin AF, Tishin AP, et al. *Thermodynamic and thermophysical properties of combustion products*. VINITI Handbook. ed. acad. Glushko VP. M. Ed. VINITI. 1971;1:266

18. Titov AV, Osipov BM, Khammatov AR, et al. Application of the program complex grad for research of stationary power plants. *Heavy Engineering*. 2009;6:9-11.

19. Osipov BM, Titov AV, Khammatov AR. Instrumental environment for the study of gas turbine plants. *Bulletin of the Kazan State Technical University. A.N. Tupolev*. 2009;1:22-25.

20. Mendelev DI, Maryin GE, Akhmetshin AR. Indicators of the operating characteristics of the steam-gas power unit of the 110 MW CCGT unit at partial loads. *Bulletin of Kazan State Power Engineering University*. 2019;3(43):47-56.

21. Maryin GE, Osipov BM, Zunino P, Mendelev DI. Influence of fuel composition on the energy parameters of a gas turbine plant. *ENERGY PROBLEMS*. 2020;22(5):41-51. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>.

22. IRENA. *Global energy transformation: A road map to 2050* (2019 edition). 2019:52. Access mode URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Globalenergy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>.

Authors of the publication

George E. Marin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. JSC «Tatenergo» branch «Kazan CHP-2».

Boris M. Osipov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Azat R. Akhmetshin–Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено

29 марта 2021г.

Отредактировано

5 апреля 2021г.

Принято

5 апреля 2021г.

ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Челтыбашев, Я.М. Караченцева

Мурманский государственный технический университет,
г. Мурманск, Россия
cheltybashevaa@mstu.edu.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Провести анализ перспектив развития водородной энергетики на территории Мурманской области. Рассмотреть возможности реализации проектов для отработки технологии получения «зеленого» водорода для промышленного использования. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи применялся метод анализа литературных источников в области водородной энергетики, а также метод обобщения полученной информации. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, изучена мировая тенденция по переходу к «зеленой» энергетике. Рассмотрены виды водорода по способам его получения. Выявлен наиболее экологичный и эффективный способ производства промышленного водорода, рассмотрены возможные источники его получения. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В результате анализа перспектив развития водородной энергетики в Мурманской области выявлены предпосылки для получения «зеленого» водорода в промышленных масштабах. Перечислены возможные источники для его производства. В статье приведен пример реализации проекта по созданию на территории Мурманской области международной научной исследовательской станции, для функционирования которой планируется использовать водородные топливные элементы.

Ключевые слова: «Зеленый» водород; ветровая станция; безуглеродные технологии; водородная энергетика; водородные топливные элементы.

Для цитирования: Челтыбашев А.А., Караченцева Я.М. Возможности развития водородной энергетики в Мурманской области // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 93-103. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-93-103.

OPPORTUNITIES FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROGEN ENERGY IN THE MURMANSK REGION

AA Cheltybashev, IaM Karachentseva

Murmansk State Technical University, Murmansk, Russia
cheltybashevaa@mstu.edu.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To analyze the perspectives for the development of hydrogen energy in the Murmansk region. To consider the possibility of implementing projects for producing "green" hydrogen for industrial using. *METHODS.* The method of analysis of literature sources in the field of hydrogen energy was used, as well as the method of generalizing the information obtained. *RESULTS.* The article describes the relevance of the topic, studies the global trend towards the transition to "green" energy. The methods of producing hydrogen are considered. The most environmentally friendly and efficient method for the production of industrial hydrogen has been identified, and possible sources of its production have been considered. *CONCLUSION.* As a result of the analysis of the prospects for the development of hydrogen energy in the Murmansk region, the prerequisites for the production of "green" hydrogen on an industrial scale are revealed. Possible sources for its production are listed. The article provides an example of the implementation of a project to create an international scientific research station on the territory of the Murmansk region, where hydrogen fuel cells will be used.

Key words: "Green" hydrogen; wind station; carbon-free technologies; hydrogen energy; hydrogen fuel cells.

For citation: Cheltybashev AA, Karachentseva IaM. Opportunities for the development of hydrogen energy in the Murmansk region. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2): 93-103. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-93-103.

Введение

Проблема глобального потепления и, как следствие, рост среднегодовой температуры нуждается в серьезном замедлении. Для этого необходим поэтапный переход от углеродной энергетики к безуглеродной. Одним из ключевых элементов такой энергетики должен стать водород. При получении энергии из водорода путем его сжигания в качестве продукта сгорания образуется безвредный пар. На сегодня существует два пути получения водорода. Первый способ заключается в получении данного топлива с помощью «зеленой» энергетики путем электролиза, и такой водород называют зеленым. Второй способ получения водорода - из ископаемого топлива.

Как пишет *EnergyNet* «Водородная энергетика – ключевой фактор глобальной энергетической трансформации, позволяющий снизить парниковые выбросы. Для того чтобы замедлить рост потепления до 2 градусов к 2050 г., нужно перевести 400 млн. частных автомобилей, 15–20 млн грузовиков и 5 млн единиц общественного транспорта на водородное топливо», – сказано в отчете аналитического центра *Hydrogen Council* [6]. Переход на водород потребует ежегодных инвестиций в размере \$20–25 млрд по всему миру, говорится в исследовании.

В настоящее время Правительством РФ утвержден план мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года». Его основной целью является организация процесса по формированию в стране высокоэффективной экспортно-ориентированной отрасли водородной энергетики, которая развивается на основе современных технологий и для которой должны быть подготовлены высококвалифицированные кадры.

В преамбуле плана отмечается, что одним из вызовов энергетической безопасности для России является изменение структуры спроса на энергоресурсы, включая замещение углеводородов другими видами энергетических ресурсов, в том числе водородом. Наша страна в этом смысле следует мировой тенденции, ведь практически все развитые страны – США, Япония, Китай, страны ЕС - приняли свои стратегии развития водородной отрасли и ставят перед собой весьма амбициозные цели. В нашей стране также имеется серьезный потенциал для организации масштабного производства водорода, развития водородной энергетики и использования данного вида топлива в различных областях экономики.

Согласно принятого плана, в нашей стране водородная энергетика должна сформироваться в 2025–2035 гг., но для этого необходимы инвестиции в \$2,2–3,9 млрд в год, однако это также может принести и доход от \$1,7млрд в год. При этом ожидается, что мировой рынок водородного топлива достигнет не менее \$26 млрд. в год, пишет *EnergyNet* [26].

Методы получения «зеленого» водорода

В ноябре 2020 года был создан российский консорциум «Технологическая водородная долина», который будет проводить исследования и разрабатывать водородные технологии. В созданный консорциум вошли: Томский политехнический университет, Институт катализа СО РАН, Институт проблем химической физики РАН, Институт нефтехимического синтеза РАН, Самарский государственный технический университет и Сахалинский государственный университет. Основными заказчиками исследований в области водородной энергетики являются крупные российские компании: «Газпром», «Газпромнефть», «СИБУР», «РЖД», «Северсталь», «Росатом», «НОВАТЭК».

Проведенные Московской школой управления «Сколково» исследования показали, что в настоящее время в России и мире уже существует промышленное производство водорода, но область его применения пока далека от энергетики. У нас он широко используется в космической отрасли, где были созданы производственные мощности, а также средства доставки и хранения этого газа. В настоящее время у нас в стране ведутся серьезные научные и технологические разработки по применению водорода в первую очередь в энергетике, чтобы соответствовать мировой тенденции на переход к «зеленой» энергетике, которая приобретает все более четкие очертания. Для осуществления такого

перехода, в первую очередь, планируется постепенно отказаться от углеводородной энергетики, заменяя её возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

Несмотря на то, что многие технологии уже отработаны, сделать это быстро не получится. Ведь для этого необходимо построить гигантское количество ветрогенераторов, солнечных батарей, приливных и геотермальных станций. Но существует возможность принять промежуточные решения, основываясь на которых водород может стать промежуточным энергоносителем на время перехода к возобновляемым источникам тока.

Для этого необходимо постепенно внедрять водород в те области промышленности и техники, где это возможно. Однако это потеряет смысл, если при производстве водорода не будут использоваться «зеленые» технологии. В зависимости от способа его получения водород делят на 6 видов представленных на рис.1.



Рис. 1. Градация водорода в зависимости от способа его производства
 Fig. 1. Gradation of hydrogen depending on the method of its production

Анализируя способы получения водорода, представленные на рис. 1., можно сделать вывод, что к экологически чистым способам получения водорода относится только электролиз.

Одной из наиболее вероятной и наиболее востребованной области применения водорода является наземный транспорт. Учитывая описанную в отчете аналитического центра *Hydrogen Council*, потребность перевести не менее 400 млн. частных автомобилей, 15–20 млн. грузовиков и 5 млн. единиц общественного транспорта на водородное топливо к 2050 году, можно сделать вывод о наличии больших возможностей для применения водорода на транспорте [6]. Согласно имеющейся программы, мы постепенно будем переходить на электрический транспорт, что является экологически и климатически обоснованным. В настоящее время электротранспорт в основном использует аккумуляторные системы обладающие массой недостатков, ключевым из которых является не очень большая энергоёмкость. Для самого совершенного литий-ионного аккумулятора данная характеристика равна 250 ватт-часов на килограмм, что совсем не применимо для большого электротранспорта, где требуется ёмкость минимум 600–700 ватт-часов на килограмм. Достижение данных характеристик на сегодня практически невозможно. Однако, использование на автомобилях водородных топливных элементов уже сейчас позволяет заменить любой аккумулятор, которым мы сейчас пользуемся. Поэтому использование водородных элементов в электротранспорте сможет сделать настоящую революцию, но для успешной реализации данной программы необходимо уже сейчас начать производить водород в промышленных масштабах.

Как уже было написано выше, на сегодня самым экологически чистым методом получения «зеленого» водорода является электролиз воды. Однако это и самый дорогой способ. В нашей стране для электролиза водорода идеально подходят мощности незагруженных ГЭС, ВЭС или АЭС. Наличие такой присоединенной нагрузки как электролизное производство водорода очень выгодно для АЭС, так как обеспечивает работу станции на постоянном уровне мощности, сглаживая «синусоиду» нагрузки в периоды низкой загруженности.

Проведенный анализ источников энергии, необходимой для производства водорода показал, что у нас существуют мощности, которые можно использовать для производства водорода. В частности, для этого можно использовать незагруженные Усть-Среднеканскую ГЭС в Магадане, Ленинградскую и Кольскую АЭС для генерации водорода, что позволяет нам нарастить производство водорода практически сразу. Как показали расчеты, для установки на Кольской АЭС генераторов водорода потребует инвестиций на 55 млрд руб.

Стратегия развития нашей атомной энергетики до 2050 года предусматривает производство не менее 50 млн. тонн водорода в год, что должно составить не менее 10 % его мирового потребления.

Результаты

В настоящее время на территории Мурманской области планируется реализовать исследовательский проект в виде международной научной станции «Снежинка-2». Эта станция будет второй, после пилотной безуглеродной арктической станции на Ямале. Цель данного проекта заключается в тестировании и демонстрации российскими и международными партнерами природосберегающих технологий жизнеобеспечения, а также систем «умный дом/поселение», робототехники, телекоммуникаций, медицины, биотехнологий, новых материалов, решений с искусственным интеллектом. Предполагается, что круглогодично и полностью автономно данная станция будет производить энергию на основе возобновляемых источников, и этой энергии должно хватить не только на самообеспечение станции, но и на заправку различного транспорта, как электрического, так и транспорта на водородном топливе.

Создание и открытие международной арктической станции «Снежинка» на безуглеродной энергетике планируется в период председательства Российской Федерации в Арктическом совете в 2021-2023 годах. Данный проект был инициирован Российской Федерацией и внесен в Арктический совет в конце 2019 года под названием «Арктическая водородная энергетика: применение и демонстрации» (*AHEAD, Arctic Hydrogen Energy Applications and Demonstrations*). 8 июня 2020 года на сессии Рабочей группы по устойчивому развитию (SDWG) Арктического совета его единогласно поддержали страны-участницы. Страны-организаторами проекта являются Россия и Норвегия. Предполагается, что его реализация позволит создать научную и образовательную платформу для международной кооперации инженеров, исследователей, ученых и научной молодежи.

Первоначально планировалось создать только одну станцию на территории Ямала в районе п. Лаборовая (фактория «Земля Надежды»). Однако, в процессе разработки проекта поступило предложение от МФТИ о его расширении за счет создания второй научно-образовательной станции «Снежинка-2» на территории Мурманской области в районе п. Териберка наряду со строительством основной арктической научно-образовательной станции «Снежинка-1».

В рамках данного предложения предлагается построить станцию «Снежинка-2» в Мурманской области и разместить её в 5 куполах, которые будут идентичны базовому проекту станции на «Снежинка-1» на Ямале. Согласно данного предложения конструктивные и архитектурные решения будут максимально одинаковыми. Однако на каждой из станций планируется реализовывать свои научные программы.

Предварительно предлагается рассмотреть возможность и целесообразность реализовать проект с учетом Федерального закона от 29.07.2017 №216-ФЗ «Об инновационных научно-технологических центрах и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Данное предложение возникло на основе положительного опыта Дальневосточного Федерального Университета по созданию инновационного научно-технического центра на о. Русский, с целью исключения необходимости бюджетных дотаций на содержание объектов научной инфраструктуры.

При этом за счет создания особого правового режима, предполагается, что площадка станции в формате «живой лаборатории» станет технологической и экономической базой для тиражирования новых решений мирового уровня в нашу жизнь. Модульность комплекса позволит постепенно развивать станцию. К числу основных модулей, входящих в состав станции, относятся:

- Лабораторные модули и мастерские для проведения исследований и разработок, тестирования и демонстрации технологий.
- Презентационный модуль для проведения конференций, телемостов и форумов.
- Обзорный модуль, включающий в себя библиотеку и обзорную площадку 360°.
- Центральный модуль с кухней-столовой, мини-кафе, медицинским кабинетом.
- Жилые модули с гостиничными номерами, мини-спортзалом и сауной.
- Технологические модули, представляющие собой системы автономного жизнеобеспечения, склады и вспомогательные помещения.
- Водородные модули как системы длительной аккумуляции энергии.

В рамках реализации данного проекта планируется проводить научные исследования по следующим направлениям:

- разработка и реализация инновационных технологий транспортировки, хранения и использования водорода, производимого на предприятиях Мурманской области за счет энергоресурсов Кольской АЭС и строящихся ветропарков;
- разработка и реализация инновационных технологий транспортировки, хранения и использования водорода для энергообеспечения станции «Снежинка-2», удаленных поселков и поселений;
- разработка и реализация инновационных технологий транспортировки, хранения и использования водорода для поставки на экспорт.

Обсуждение

Выбор Мурманской области для создания проекта «Снежинка-2» был не случаен. В нашем регионе имеются необходимые мощности для производства так называемого «зеленого» водорода.

Чтобы обеспечить потребителей энергией, необходимой как для обеспечения жизнедеятельности станции, так и для электролиза водорода, необходимо иметь как минимум один источник энергии, систему преобразования энергии и систему передачи энергии на расстояние. Все это уже в избытке имеется на территории Мурманской области.

Основная энергия, которая должна поступать на станцию - это энергия ветра, получаемая от Кольской ветроэлектростанции, а с апреля по сентябрь еще и солнечная энергия. Это планируется реализовать совместно с АО «Россети» в качестве пилотного энергорежима удаленного автономного объекта со слабой тупиковой связью, при котором станция «Снежинка-2» будет подключена к центральным электрическим сетям в пос. Териберка (линия 10 кВ, трасса до 10 км.) и организован переток энергии как из сети на станцию «Снежинка-2», так и обратно. При этом юридически из сети будет поставляться «зеленая» энергия Кольской ветростанции согласно «свободного двустороннего договора купли/продажи электрической энергии» с применением механизма «зеленых сертификатов». Исходя из данных опубликованных открытых источниках, следует, что работы планируют проводить совместно с Институтом проблем химической физики РАН и ГК «Росатом». В рамках проекта предполагается, что избыточная энергия от ветряков поступив на электролизеры используется для получения из воды водорода, который хранится в сжатом виде.

При проведении исследовательских работ на станции планируется широко использовать идеологии «умной» энергосистемы *Smart Grid* к передающей электрической сети, а также к генерации энергии. Для нашей страны эта технология наиболее важна с точки зрения развития уровня распределения электроэнергии, обеспечивающего снижение потерь, а также повышения наблюдаемости и автоматизации распределительной электрической сети. Технология современной и надежной энергосистемы требует развития и интеграции в единый комплекс инновационного оборудования и технологий различного назначения: управляемых устройств компенсации – для повышения пропускной способности линий, высоковольтных устройств – для быстрого регулирования напряжения, энергоемких накопителей энергии и т.п. При создании подобной энергосистемы будут использованы современные средства и технологии управления, новые диагностические системы, высокоскоростные коммуникационные системы, а также созданы возможности интеграции в электроэнергетические системы ВИЭ: солнечных батарей, малых гидроэлектростанций, мини- и микрогенерации, преобразователей и накопителей энергии на основе водорода, в том числе, химических источников тока и других локальных источников электроэнергии [1, 4, 5, 19–21].

В описании проекта также говорится, что созданный при Институте арктических технологий МФТИ инжиниринговый центр «Автономная арктическая энергетика» является инициатором и исполнителем создания первой в России гибридной коммерческой энергостанции, которая в 2020 году будет введена в поселке Лаборовая ЯНАО с целью модернизации старой неэффективной дизельной генерации и снижения стоимости производства электроэнергии за счет использования энергии ветра и солнца, литий-ионных накопителей энергии, термоаккумуляторов, дизель-генераторных установок на переменных оборотах, а также передовых систем силовой электроники и автоматизированных систем управления (АСУ) с технологиями искусственного интеллекта.

На базе опыта проекта «Лаборовая» готовится программа по модернизации десятков подобных неэффективных дизельных энергокомплексов в энергоизолированных поселках в Арктике, на Дальнем Востоке и Сибири России за счет средств частных инвесторов.

При планировании исследований в области водородной энергетики в рамках проекта *AHEAD* для безуглеродного и комфортного проживания на Арктических территориях были сформулированы следующие цели:

- Разработка региональных и международных рекомендаций по организации безуглеродного энергоснабжения и транспорта на территориях Арктического региона.
- Выявление наилучших практик и наилучших доступных технологий безуглеродного энергоснабжения поселений и промышленных объектов с высокой степенью автономности (на базе использования ВИЭ и технологий водородной энергетики).
- Выявление наилучших практик и наилучших доступных технологий организации безуглеродного местного и специального транспорта (на базе электрического и водородного).
- Обмен опытом и видениями развития в части организации безуглеродного энергоснабжения поселений, промышленных объектов и местного/специального транспорта на территориях Арктического региона.
- На основании сформулированных целей были поставлены следующие задачи:
- Изучение международных норм, регулирующих вопросы энергоснабжения Арктических территорий.
- Разработка методики изучения и оценки практик и технологий безуглеродного энергоснабжения поселений и промышленных объектов с высокой степенью автономности.
- Разработка методики изучения и оценки практик и технологий безуглеродного местного и специального транспорта для циркумполярных условий.
- Сбор кейсов применения практик и технологий безуглеродного энергоснабжения поселений и промышленных объектов с высокой степенью автономности со стран участников Арктического совета. Проведение экспертной оценки и выявление лучших практик и технологических решений.
- Проведение совместных визитов представителей заинтересованных стран – участников Арктического совета на объекты, где реализованы лучшие практики и технологии безуглеродного энергоснабжения поселений и промышленных объектов с высокой степенью автономности для их более подробного изучения.
- Проработка на основе изученных практик вопросов гибкой (*Plug&Play*) интеграции распределенных энергетических ресурсов для обеспечения инкрементального развития автономного энергоснабжения удаленных территорий.
- Разработка экспертно-аналитического доклада с международными рекомендациями по вопросам безуглеродного энергоснабжения на территориях Арктического региона.
- Проведение международной конференции для обмена опытом и видениями развития в части организации безуглеродного энергоснабжения и транспорта на территориях Арктического региона.
- Разработка предложений и рекомендаций по декарбонизации энергоснабжения арктических территорий, вынесение данных предложений на Арктический совет.

Анализ имеющейся информации о МАС «Снежинка» позволяет сделать вывод, что, данный проект, в случае его успешной реализации, станет живым драйвером развития и применения технологий будущего, а также научно-исследовательской международной инфраструктурой для ученых и инженеров новых технологий в области энергетики, тепло- и водоснабжения, утилизации стоков и мусора, а также гибридного транспорта на базе водородных топливных элементов.

Заключение

В последнее время все больше внимания уделяется созданию более экологичных и безопасных источников энергии. При этом водород в чистом виде в природе практически не встречается и его приходится получать искусственно через тот же электролиз, используя энергию ветра или солнца для расщепления воды. Получаемый при этом водород принято называть «зеленым». Правда есть еще серый водород, черный водород, т.е. полученные на базе паровой конверсии метана, газа, других углеводородных технологий, и он точно не зеленый. «Зеленый» водород сегодня получают на возобновляемых экологически чистых источниках, но пока это дорого. Поэтому в рамках реализации проекта на территории Мурманской области и планируется отработать технологию получения именно «зеленого» водорода, для получения которого будет использоваться энергия Кольской ВЭС.

Литература

1. Tiwari G.N., Mishra R.K. Advanced renewable energy sources. RSC Publishing, Cambridge, 2012. 562 p.
2. Antropov A.P., Ragutkin A.V., Yashtulov N.A. Micropower composite nanomaterials based on porous silicon for renewable energy sources // Int. J. Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. 2016. V. 10. № 12. pp. 1346–1349.
3. Bagotsky V.S., Skundin A.M., Volfkovich Yu. M. Electrochemical Power Sources:

Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors. John Wiley & Sons, 2015. 400 p.

4. Basu S. Recent trends in fuel science and technology. New York: Anamaya Publ.; New Delhi, India, 2007. 375 p.

5. Cheng X., Shi Z., Glass N., et al. A review of PEM hydrogen fuel cell contamination: Impacts, mechanisms, and mitigation // J. Power Sources. 2007. V. 165. № 2. pp. 739–756.

6. Gandia L.M., Arzamedi G. Renewable hydrogen technologies: Production, purification, storage, applications and safety. Elsevier, 2013. 472 p.

7. Ghenciu A.F. Review of fuel processing catalysts for hydrogen production in PEM fuel cell systems // Current opinion in solid state and materials science. 2002. V. 6. № 5. pp. 389–399.

8. Ghenciu A.F. Review of fuel processing catalysts for hydrogen production in PEM fuel cell systems // Current opinion in solid state and materials science. 2002. V. 6. № 5. pp. 389–399.

9. Global Storage Market to Double Six Times by 2030. Bloomberg New Energy Finance. 2017. URL: <https://cleantechnica.com/2017/11/21/global-energy-storage-market-double-six-times-2030-bnef/>

10. Hartnig C., Roth C. Polymer electrolyte membrane and direct methanol fuel cell technology. Vol. 2: In-situ characterization techniques for low temperature fuel cells. Woodhead Publ. Ltd., 2012. V. 2. 516 p.

11. Hydrogen Council Update: Council Priorities & Hydrogen Cost Report Presented By Traci Kraus, Hydrogen Council Member & Director of Government Relations at Cummins <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/05-Kraus-H2%20Council%20Update.pdf>

12. Leung D.Y.C., Xuan J. Micro & Nano-Engineering of Fuel Cells. CRC Press, 2015. 338 p.

13. Liam Stoker. Storage secures 3.2GW of Capacity Market contracts in auction success. 2016. URL: <https://www.energy-storage.news/news/storage-projects-secure-3.2gw-in-uks-capacity-market>

14. Misak S., Prokop L. Green energy and technology. Operation characteristics of renewable energy sources (1 ed.). Springer Int. Publ. Switzerland. 2017. 235 p.

15. Popel' O.S., Tarasenko A.B. Гибридные накопители электрической энергии: их особенности и применение (Обзор) // Теплоэнергетика. 2018. № 5. С. 27–44.

16. Rabis A., Paramaconi R., Schmidt T.J. Electrocatalysis for polymer electrolyte fuel cells: Recent achievements and future challenges // ACS Catal. 2012. V. 2. № 5. P. 864–890.

17. Savard C., Яковлева Э.В. Развитие технологий накопления электрической энергии // Молодой ученый. 2017. № 50. С. 76–82.

18. Stolten D., Emonts B. Fuel cell science and engineering: materials, processes, systems and technology. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co KGaA, 2012. 1268 p.

19. The Next Five Years in Energy Storage According to 500 Energy Professionals. GTM Research. 2015. 15 p. URL: <https://ru.scribd.com/document/396777482/The-Next-Five-Years-in-Energy-Storage-According-to-500-Energy-Professionals>

20. Tiwari J.N., Tiwari R.N., Singh G., Kim K.S. Recent progress in the development of anode and cathode catalysts for direct methanol fuel cells (review) // Nano Energy. 2013. V. 2. pp. 553–578

21. Vielstich W., Lamm A. Handbook of Fuel Cells: Fundamentals, Technology, Applications. Wiley, 2003. 3826 p.

22. Vielstich W., Yokokawa H., Gasteiger H.A. Handbook of fuels: Fundamentals, technology and applications. Vol. 6. John Wiley & Sons: New York, 2009. 728 p.

23. Zhang J. PEM fuel cell electrocatalysts and catalyst layers. Fundamentals and applications. Springer Science & Business Media, 2008. – 1137 p.

24. Альтернативные источники энергии / Режим доступа: <http://www.planetseed.com/ru/relatedarticle/alternativnyie-istochniki-enierghii-toplivnyie-eliemienty>

25. Багоцкий В.С., Скундин А.М. Химические источники тока. М: Энергоиздат, 1981. 360 с.

26. Водородная энергетика и синергия отраслей / Режим доступа <https://energynet.ru/con2020#1/tab/256431881-3>

27. Водородная энергетика России / Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki/Водородная_энергетика

28. Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5. С. 39-49.

29. Да Роза А. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы: Пер. с англ. под редакцией С.П. Малышенко, О.С. Попеля. Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект»; М.: Издательский дом МЭИ; 2010. 704 с.
30. Ерзнкян Б.А., Арутюнян С.М. ТЭК России на пороге четвертой промышленной революции // Экономический анализ: теория и практика. 2018. № 5. С. 836–855.
31. Жемлиханов Т. Аккумуляторные батареи. Российские внешнеторговые потоки // Электротехнический рынок. 2015. № 2 (62). С. 28–30.
32. Иваницкая Е.В., «Международная арктическая станция на безуглеродной энергетике» <https://www.safety.ru/novosti/mezhdunarodnaya-arkticheskaya-stanciya-na-bezuglerodnoy-energetike>(дата обращения: 01.03.2021 г.)
33. Коровин Н.В., Скудин А.М. Химические источники тока. М.: Издательство МЭИ, 2003. 740 с.
34. Мазуренко С.Н. Водородные технологии в энергетике. Доступно по: <http://www.chem.msu.ru/rus/jvho/2008-6/78.pdf>
35. Майорова Т.В. Трансформация Экономики: низкоуглеродный путь развития // Экономика и политика. 2017. № 1. С. 58–62.
36. Мастепанов А.М. Энергетический переход: к чему готовиться мировому нефтегазу // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал. 2019, № 10 (178). С. 5–14.
37. Международная Арктическая станция «Снежинка». <https://arctic-mipt.com/>(дата обращения: 17.03.2021 г.)
38. На водороде в будущее <https://expert.ru/expert/2020/51/na-vodorode-v-budushchee/>
39. Новые энергетические технологии. Исследование № 2. Ассоциация НП «Совет рынка», 2017. 150 с. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_pages/SR_0V055968/i2_novye_energeticheskie_tehnologii.pdf
40. Петрушенко Ю.Я., Марченко Г.Н., Юдина Н.А., Ахметова И.Г., Водородная энергетика как альтернатива углеводородному и иным энергообогатенным видам сырья // Энергетика Татарстана. 2007. № 4 (8). С. 49–61.
41. Петрушенко Ю.Я., Сулейманов Н.М., Матухин В.Л., и др. На пути к водородной энергетике // Энергетика Татарстана. 2007. № 1 (5). С. 14–23.
42. Подгорный Ю.В., Лавров П.П., Воротилов К.А., и др. Влияние изменения спонтанной поляризации на вольт-амперные характеристики сегнетоэлектрических тонких пленок // Физика твердого тела. 2015. Т. 57. № 3. С. 465–468.
43. Макарова А.А., Григорьева Л.М., Митровой Т.А. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ. М., 2016.
44. Сигов А.С., Матюхин В.Ф., Мельников В.М. Космические солнечные лазерные электростанции для энергоснабжения северных регионов России // Энергетическая политика. 2016. № 4. С. 65–73.
45. Синяк Ю.В., Моделирование стоимости водородного топлива в условиях его централизованного производства. Материалы семинара лаборатории ВЭТО ИВТРАН. Москва, 2017.
46. Тарасевич М.Р., Кузов А.В. Топливные элементы прямого окисления спиртов // Альтернативная энергетика и экология. 2010. Т. 87. № 7. С. 86–108.
47. Топливный элемент. Википедия / Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki/Топливный_элемент.
48. Экспертно-аналитический доклад «Новая технологическая революция: Вызовы и возможности для России». ЦСР. 2017. URL: <https://strategy.csr.ru/user/pages/researches/novaya-tehnologicheskaya-revolutsiya-2017-10-13.pdf>.
49. Яштулов Н.А., Лебедева М.В., Флид В.Р. Наноккомпозиты на основе палладия – высокоэффективные катализаторы для химических источников тока // Известия РАН. Сер. химическая. 2015. Т. 64. № 1. С. 24–28. 17. Яштулов Н.А. Электронодефицитные наночастицы платины и палладия на пористом кремнии // Вестник МИТХТ. 2011. Т. 6. № 3. С. 87–90.
50. Яштулов Н.А., Патрикеев Л.Н., Зенченко В.О., и др. Формирование и каталитические свойства материалов на основе пористого кремния с наночастицами платины // Российские нанотехнологии. 2015. Т. 10. № 11–12. С. 91–96.

Авторы публикации

Челтыбашев Александр Анатольевич – канд.пед.наук, Мурманский государственный технический университет.

Караченцева Яна Марсильевна – старший преподаватель, Мурманский государственный технический университет.

References

1. Tiwari GN, Mishra RK. *Advanced renewable energy sources*. RSC Publishing, Cambridge, 2012. 562 p.
2. Antropov AP, Ragutkin AV, Yashtulov NA. Micropower composite nanomaterials based on porous silicon for renewable energy sources. *Int. J. Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*. 2016;10(12):1346-1349.
3. Bagotsky VS, Skundin AM, Volfkovich YuM. *Electrochemical Power Sources: Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors*. John Wiley & Sons, 2015. 400 p.
4. Basu S. *Recent trends in fuel science and technology*. New York: Anamaya Publ.; New Delhi, India, 2007. 375 p.
5. Cheng X, Shi Z, Glass N, et al. A review of PEM hydrogen fuel cell contamination: Impacts, mechanisms, and mitigation. *J. Power Sources*. 2007. V. 165. № 2. P. 739-756.
6. Gandia L.M., Arzamedi G. Renewable hydrogen technologies: Production, purification, storage, applications and safety. *Elsevier*. 2013. 472 p.
7. Ghenciu AF. *Review of fuel processing catalysts for hydrogen production in PEM fuel cell systems*. Current opinion in solid state and materials science. 2002;6(5):389-399.
8. Ghenciu AF. *Review of fuel processing catalysts for hydrogen production in PEM fuel cell systems*. Current opinion in solid state and materials science. 2002;6(5):389-399.
9. Global Storage Market to Double Six Times by 2030. *Bloomberg New Energy Finance*. 2017. Available at URL: <https://cleantechnica.com/2017/11/21/global-energy-storage-market-double-six-times-2030-bnef/>
10. Hartnig C, Roth C. *Polymer electrolyte membrane and direct methanol fuel cell technology*. In-situ characterization techniques for low temperature fuel cells. Woodhead Publ. Ltd., 2012;2:516.
11. *Hydrogen Council Update: Council Priorities & Hydrogen Cost Report Presented By Traci Kraus*. Hydrogen Council Member& Director of Government Relations at Cummins Available at <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/05-Kraus-H2%20Council%20Update.pdf>
12. Leung DY, Xuan J. *Micro & Nano-Engineering of Fuel Cells*. CRC Press, 2015. 338 p.
13. Liam Stoker. Storage secures 3.2GW of Capacity Market contracts in auction success. 2016. Available at URL: <https://www.energy-storage.news/news/storage-projects-secure-3.2gw-in-uks-capacity-market>
14. Misak S, Prokop L. Green energy and technology. Operation characteristics of renewable energy sources (1 ed.). *Springer Int. Publ. Switzerland*. 2017. 235 p.
15. Popel' OS, Tarasenko AB. Gibrinye nakopiteli elektricheskoy energii: ih osobennosti i primeneniye (Obzor). *Teploenergetika*. 2018;5:27-44.
16. Rabis A, Paramaconi R, Schmidt TJ. *Electrocatalysis for polymer electrolyte fuel cells: Recent achievements and future challenges*. *ACS Catal*. 2012;2(5):864-890.
17. Savard C, YAkovleva EV. Razvitie tekhnologiy nakopleniya elektricheskoy energii. *Molodoj uchenyj*. 2017;50:76-82.
18. Stolten D, Emonts B. *Fuel cell science and engineering: materials, processes, systems and technology*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co KGaA, 2012. 1268 p.
19. *The Next Five Years in Energy Storage According to 500 Energy Professionals*. GTM Research. 2015. 15 p. Available at URL: <https://ru.scribd.com/document/396777482/The-Next-Five-Years-in-Energy-Storage-According-to-500-Energy-Professionals>
20. Tiwari JN, Tiwari RN, Singh G, et al. Recent progress in the development of anode and cathode catalysts for direct methanol fuel cells (review). *Nano Energy*. 2013;2:553-578.
21. Vielstich W, Lamm A. *Handbook of Fuel Cells: Fundamentals, Technology, Applications*. Wiley, 2003. 3826 p.
22. Vielstich W, Yokokawa H, Gasteiger HA. *Handbook of fuels: Fundamentals, technology and applications*. John Wiley & Sons: New York, 2009;6:728 p.

23. Zhang J. PEM fuel cell electrocatalysts and catalyst layers. Fundamentals and applications. *Springer Science & Business Media*, 2008. 1137 p.
24. Al'ternativnye istochniki energii. Available at <http://www.planetseed.com/ru/relatedarticle/alternativnye-istochniki-enierghii-toplivnyie-eliemienty>.
25. Bagockij VS, Skundin A.M. *Himicheskie istochniki toka*. M: Energoizdat, 1981. 360 s.
26. *Vodorodnaya energetika i sinergiya otraslej*. Available at <https://energynet.ru/con2020#1/tab/256431881-3>.
27. *Vodorodnaya energetika Rossii*. Available at: http://ru.wikipedia.org/wiki/Vodorodnaya_energetika.
28. Voropaj NI, Stennikov VA, Barahtenko EA. Integrirovannye energeticheskie sistemy: vyzovy, tendencii, ideologiya. *Problemy prognozirovaniya*. 2017;5:39–49.
29. Da Roza A. *Vozobnovlyaemye istochniki energii. Fiziko-tekhnicheskie osnovy: uchebnoe posobie*. Per. s angl. pod redakciej S.P. Malyshenko, O.S. Popelya. Dolgoprudnyj: Izdatel'skij dom «Intellect»; M.: Izdatel'skij dom MEI; 2010. 704 p.
30. Erznkyan BA, Arutyunyan SM. TEK Rossii na poroge chetvertoj promyshlennoj revolyucii. *Ekonomicheskij analiz: teoriya i praktika*. 2018;5:836–855.
31. ZHemlihanov T. Akkumulyatornye batarei. Rossijskie vneshnetorgovye potoki. *Elektrotekhnicheskij rynek*. 2015;2(62):28–30.
32. Ivanickaya EV. Mezhdunarodnaya arkticheskaya stanciya na bezuglerodnoj energetike Available at <https://www.safety.ru/novosti/mezhdunarodnaya-arkticheskaya-stanciya-na-bezuglerodnoy-energetike>. Accessed to: 01.03.2021 g.)
33. Korovin NV, Skundin AM. *Himicheskie istochniki toka*. M.: Izdatel'stvo MEI, 2003. 740 p.
34. Mazurenko SN. Vodorodnye tekhnologii v energetike.: Available at <http://www.chem.msu.ru/rus/jvho/2008-6/78.pdf>.
35. Majorova TV. Transformaciya Ekonomiki: nizkouglerodnyj put' razvitiya. *Ekonomika i politika*. 2017;1:58-62.
36. Mastepanov AM. Energeticheskij perekhod: k chemu gotovit'sya mirovomu neftegazu. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. Nauchno-ekonomicheskij zhurnal*. 2019;10 (178):5-14..
37. *Mezhdunarodnaya Arkticheskaya stanciya «Snezhinka»*. Available at [https://arctic-mipt.com/\(data obrashcheniya: 17.03.2021 g.\)](https://arctic-mipt.com/(data+obrashcheniya:17.03.2021+g.))
38. *Na vodorode v budushchee*. Available at <https://expert.ru/expert/2020/51/na-vodorode-v-budushchee/>
39. *Novye energeticheskie tekhnologii*. Issledovanie № 2. Associaciya NP «Sovet rynka», 2017. 150 s. Available at URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_pages/SR_0V055968/i2_novye_energeticheskie_tekhnologii.pdf
40. Petrushenko YUYA, Marchenko GN, YUdina NA, et al. Vodorodnaya energetika kak al'ternativa uglevodorodnomu i inym energoobogashchennym vidam syr'ya. *Energetika Tatarstana*. 2007;4 (8):49-61.
41. Petrushenko YUYA, Sulejmanov NM, Matuhin VL, et al. Na puti k vodorodnoj energetike. *Energetika Tatarstana*. 2007;1(5):14-23.
42. Podgornyj YUV, Lavrov PP, Vorotilov K.A., et al. Vliyanie izmeneniya spontannoj polarizacii na vol't-ampernye harakteristiki segnetoelektricheskikh tonkih plenok. *Fizika tverdogo tela*. 2015;57(3):465-468.
43. Makarova AA, Grigor'eva LM, Mitrovoj TA. *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii* 2016. INEI RAN–AC pri Pravitel'stve RF. M., 2016.
44. Sigov AS, Matyuhin VF, Mel'nikov VM. Kosmicheskie solnechnye lazernye elektrostancii dlya energosnabzheniya severnyh regionov Rossii. *Energeticheskaya politika*. 2016;4:65-73.
45. Sinyak YUV, Modelirovanie stoimosti vodorodnogo topliva v usloviyah ego centralizovannogo proizvodstva. *Materialy seminara laboratorii VETO IVTRAN*. Moskva, 2017.
46. Tarasevich MR, Kuzov AV. Toplivnye elementy pryamogo okisleniya spirtov // Al'ternativnaya energetika i ekologiya. 2010;87(70):86-108.
47. Toplivnyj element. Vikipediya. http://ru.wikipedia.org/wiki/Toplivnyj_element.
48. Ekspertno-analiticheskij doklad. *Novaya tekhnologicheskaya revolyuciya: Vyzovy i vozmozhnosti dlya Rossii*. CSR. 2017. URL: <https://strategy.csr.ru/user/pages/researches/novaya-tehnologicheskaya-revolutsiya-2017-10-13.pdf>

49. YAshtulov NA, Lebedeva MV, Flid VR. Nanokompozity na osnove palladiya – vysokoeffektivnye katalizatory dlya himicheskikh istochnikov toka. *Izvestiya RAN. Ser. himicheskaya*. 2015;64(1):24-028.

50. YAshtulov NA, Patrikeev LN, Zenchenko VO, et al. Formirovanie i kataliticheskie svoystva materialov na osnove poristogo kremniya s nanochasticami platiny. *Rossiyskie nanotekhnologii*. 2015;10:11-12:91-96.

Authors of the publication

Aleksandr A. Cheltybashev – Murmansk State Technical University, Murmansk, Russia.
Email: cheltybashevaa@mstu.edu.ru.

Iana M. Karachentseva – Murmansk State Technical University, Murmansk, Russia.

Получено

16 марта 2021г.

Отредактировано

30 марта 2021г.

Принято

30 марта 2021г.



ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ АВТОМОБИЛЕЙ НА ВОДОРОДНОМ ТОПЛИВЕ

А.А. Филимонова, А.А. Чичиров, Н.Д. Чичирова, Р.И. Разакова

Казанский государственный энергетический университет

г. Казань, Россия

aachichirova@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть используемые электрохимические технологии для производства водорода на автозаправочных станциях и функционирования двигателей гибридных электромобилей на аккумуляторных батареях с топливными элементами. *Провести сравнительный анализ производства и использования энергии электрохимическими и традиционными методами на автотранспорте. МЕТОДЫ.* Основаны на анализе литературных данных и проведении математических расчетов. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Для легкового электромобиля было рассчитано количество электричества, которое можно получить в топливном элементе при переработке 1 кг водорода. Показано, что удельный расход топлива для водородного электромобиля составляет в среднем 1 кг водорода на 100 км. Было проведено сравнение топливных затрат для различных типов автомобильных двигателей для текущих рыночных условий в России и странах Евросоюза. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Водород может стать экологически безопасным топливом будущего, снизить глобальную зависимость от ресурсов ископаемого топлива и уменьшить выбросы углекислого газа в транспортной отрасли. В настоящее время экологичные технологии достигли значительного прогресса, разработаны и продаются по всему миру современные автомобили различных классов на водородном топливе, причем их ценовые характеристики уже сопоставимы с имеющимися традиционными технологиями. Преимущества электрохимических технологий получения и использования водорода в автотранспортном секторе достаточные, чтобы сделать водород серьезным кандидатом в энергоносители для современных транспортных систем.

Ключевые слова: водородная энергетика; топливные элементы; водородные автозаправочные станции; электрохимические технологии; автомобили на водородном топливе.

Для цитирования: Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Разакова Р.И. Электрохимические технологии для автомобилей на водородном топливе // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 104-115. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-104-115.

ELECTROCHEMICAL TECHNOLOGIES FOR HYDROGEN POWERED VEHICLES

Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., Razakova R.I.

Kazan State Power Engineering University

Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russia

aachichirova@mail.ru

Abstract: *PURPOSE.* Consider the electrochemical technologies used for the production of hydrogen at gas stations and the operation of hybrid electric vehicle engines on storage batteries with fuel cells. *Comparative analysis of the production and use of energy by electrochemical and traditional methods in vehicles. METHODS.* Based on the analysis of literature data and mathematical calculations. *RESULTS.* For a light electric vehicle, the calculation of the amount of electricity that can be obtained in a fuel cell by processing 1 kg of hydrogen was carried out. It has been shown that a hydrogen electric car can travel about 100 km for 1 kg of hydrogen. A comparison was made of the fuel costs for different types of automotive engines for the current

market conditions in Russia and the EU countries. **CONCLUSION.** Hydrogen can become the environmentally friendly fuel of the future, reduce global dependence on fossil fuel resources and reduce carbon dioxide emissions from the transportation industry. Today, green technologies have made significant progress, modern vehicles of various classes on hydrogen fuel have been developed and sold around the world, and their price characteristics are already comparable to existing traditional technologies. The advantages of electrochemical technologies for the production and use of hydrogen in the road transport sector are sufficient to make hydrogen a serious energy candidate for modern transportation systems.

Key words: hydrogen energy; fuel cells; hydrogen filling stations; electrochemical technologies; hydrogen powered vehicles.

For citation: Filimonova AA, Chichirova ND, Chichirov AA, Razakova RI. Electrochemical technologies for hydrogen powered vehicles. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(2): 104-115. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-104-115.

Введение

В 2020 году произошло окончательное общественное признание водорода в качестве ключевого фактора в борьбе с декарбонизацией промышленных и транспортных выбросов [1, 2]. Многие страны, в том числе Европейский Союз (ЕС) обязались сократить выбросы парниковых газов, особенно в транспортном секторе. Крупнейшие производители грузовых автомобилей в Евросоюзе 14 декабря 2020 года решили прекратить продажи большегрузных машин с бензиновыми и дизельными двигателями к 2040 году - на десятилетие раньше, чем первоначально планировалось.

Водород является экономически привлекательным энергоносителем для использования в транспортной энергетике, где он выступает прямым конкурентом для электротранспорта и традиционных двигателей внутреннего сгорания. В сфере грузового автотранспорта и автобусов водород уже сейчас обладает экономическими преимуществами перед батарейным электрическим транспортом в отличие от водородных легковых автомобилей, которые пока являются дальнесрочной перспективой. Таким образом, транспортный сектор мог бы существенно способствовать достижению целей декарбонизации за счет внедрения новых экологически более чистых автомобильных технологий в сравнении с традиционными. К таким альтернативным технологиям относятся, в первую очередь, электрохимические, обеспечивающие «нулевые» прямые выбросы парниковых газов на автотранспорте [3].

Обзор литературы

Существующие традиционные технологии производства электроэнергии представляются сложным, многостадийным процессом, что неминуемо ведет к потере выходной мощности на каждом последующем этапе и снижению КПД. Так производство электроэнергии путем сжигания органического топлива и использования полученной теплоты для совершения работы в двигателе, вращающем электрогенератор, с точки зрения логики не является простейшим путем превращения химической энергии в электрическую. В свою очередь, электрохимические устройства, основанные на электролизе, позволяют реализовать прямое превращение энергии химической реакции в электрическую в одном аппарате, в принципе состоящем из двух электродов и электролита между ними. Именно по этой причине, КПД работающих топливных элементов и гибридных установок на их основе уже сейчас превосходит все остальные существующие системы получения электроэнергии.

В настоящее время рынок аккумуляторных электромобилей, основанных на электрохимических технологиях производства энергии, стремительно растет, хотя все же есть некоторые недостатки, которые до сих пор остаются нерешенными, включая высокие инвестиционные затраты, небольшой запас хода, ограниченную инфраструктуру подзарядки и электричество на основе ископаемого топлива, сводящее к минимуму устойчивые преимущества технологии [4, 5].

Только набирающий обороты водородный автотранспорт и его инфраструктура [6] также используют электрохимические технологии для получения энергии.

Схема работы водородной заправочной станции с использованием электрохимических технологий

На водородных автозаправочных станциях (АЗС) электрохимические технологии применяются для получения водорода высокой степени чистоты, водоподготовки (очистки

воды), для проведения процесса электролиза и для компримирования (сжатия) полученного водорода [7].

Кроме электролизных заправок существуют варианты использования каталитического риформинга углеводородов при температуре 500 градусов и давлении 4 МПа с последующей доочисткой выходящих газов и использование привозного водорода в баллонах, полученного, например, на промышленных предприятиях с последующей системой доочистки.

По объему выпускаемой продукции водородные автозаправочные станции делятся на следующие типы:

- малые, выпускают 20 - 40 кг водорода в сутки, для заправки 5-10 автомобилей;
- средние, производят 50-1250 кг водорода в сутки для заправки 250 легковых и 25 грузовых автомобилей;
- промышленные предоставляют до 2500 кг газа в сутки для заправки 500 и более автомобилей.

Примерный расход энергии при работе всей заправочной станции, включая оборудование, с компрессией выходящего водорода до 350 атм. составляет 65 кВт*ч/кг. Если АЗС компримирует водород до 700 атм., то примерный расход электроэнергии составляет 68 кВт*ч/кг.

Водородная заправочная станция состоит из нескольких блоков. Стационарная АЗС или автономный блок-контейнер подразумевает наличие генератора водорода и вспомогательных агрегатов, таких как блок водоподготовки, блок электропитания, система охлаждения и др. (рис. 1).

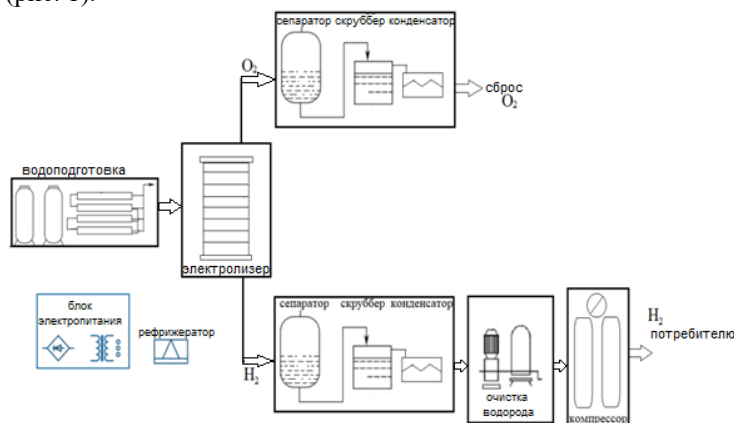


Рис. 1. Принципиальная схема водородной автозаправочной станции

Fig. 1. Schematic diagram of a hydrogen gas station

Процесс начинается с подготовки воды, так как для электролиза нужна чистая вода, освобожденная от макро и микропримесей, с удельной электропроводностью меньше 0,1 мкСм/см. Использование обессоленной воды позволяет избежать образования отложений на мембранах и электродах.

Исходная водопроводная вода подается в блок очистки, где проходит последовательно стадии механической фильтрации, ионного обмена и обратного осмоса, либо электродеионизации в качестве финишной обработки (рис. 1).

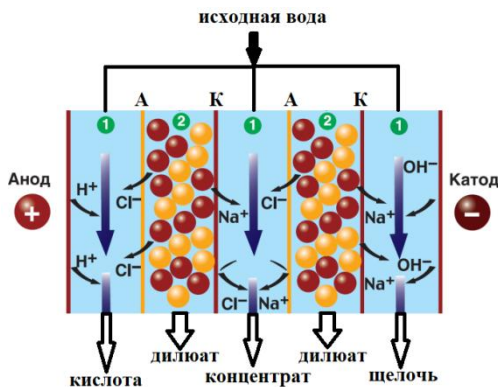


Рис. 2. Схема обессоливания воды методом электродеионизации

Fig. 2. Scheme of water desalination by electrodeionization

Электродеионизация – электрохимический метод подготовки воды, основанный на электролизе, объединяет в себе два процесса – электродиализ с ионным обменом. Электродеионизация применяется для получения сверхчистой воды в теплоэнергетике, в медицине и в лабораторных анализах.

К деионизированной воде для повышения электропроводности добавляют щелочь КОН или NaOH до получения раствора электролита с массовой долей 30%. Для предотвращения или уменьшения коррозии деталей электролизёров при приготовлении электролита применяют только чистые КОН или NaOH, получаемые, например, электролизом растворов хлоридов щелочных металлов с ртутным катодом.

Предельное содержание растворимых в электролите и не разрушающихся в процессе электролиза примесей можно вычислить по уравнению:

$$C_p = C_3 + \frac{C_v \cdot Q_v \cdot C_{щ}}{Q_{щ}} - \text{содержание примесей в растворе электролита,}$$

C_v - содержание примеси в питательной воде, г/л; C_3 - содержание примеси в свежем растворе электролита, подаваемого в аппарат для пополнения потерь щелочи, г/л; $C_{щ}$ - концентрация щелочи в электролите, г/л; Q_v - расход питательной воды на единицу выработанного газа, л; $Q_{щ}$ - расход щелочи на единицу выработанного газа, г.

Затем полученный щелочной раствор подается в блок электролиза. На водородных АЗС используют электролизеры преимущественно с твердо-полимерным электролитом, работающие на чистой воде (рис. 3) [8-10].

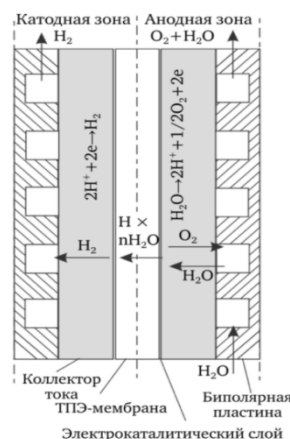
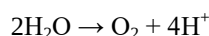
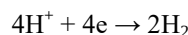


Рис. 3. Схема электролизера с твердо-полимерным электролитом
Fig. 3. Diagram of an electrolyzer with a solid polymer electrolyte

При проведении твердо-полимерного электролиза на аноде из воды образуются кислород и протоны, мигрирующие через протонообменную мембрану к катоду:



На катоде, протоны соединяются с электронами из внешней сети и происходит реакция выделения водорода:



На сегодняшний день твердо-полимерный электролиз - это наиболее подходящая технология для получения водорода на АЗС в связи с ускоренным динамическим временем отклика, возможностью работать при высокой плотности тока, при повышенном давлении до 150 атм. и температуре до 370 °С. Такие показатели способствуют снижению эксплуатационных расходов, высокому проценту рабочей эффективности до 80-90% и возможности получения на выходе газов с чистотой 99,999%.

Для работы электролизной установки нужно понизить сетевое напряжение и преобразовать переменный ток в постоянный. Эти функции выполняет «Блок электропитания», который, кроме того, обеспечивает электропитание для остального оборудования водородной установки.

Выделяющиеся газы (водород и кислород) далее идут по отдельным трактам.

Водород из электролизера поступает в «Блок сепарации» по трубопроводу в виде смеси с электролитом. Для выделения водорода от жидкости служит газожидкостный сепаратор. Сепаратор представляет собой сосуд, в котором газ выделяется из электролита и

собирается в верхней части сосуда. Электролит остается внизу сосуда, затем после полного выделения газа сливается и возвращается в блок электролиза.

На следующем этапе водород, который содержит примеси щелочи, подается в скруббер для отмывки от щелочи. В скруббер снизу подается газ, а сверху из разбрызгивателя течет деионизированная вода. Капли воды в виде душа падают вниз, промывая встречный поток газа от остатков щелочи. Отработавшая вода с примесью щелочи направляется в блок электролиза.

После очистки от щелочи водород насыщен водяным паром и имеет температуру около 50°C, т.е. требуется его охлаждения и осушка. Эти процессы проводятся в конденсаторе. Конденсатор – это теплообменник, в котором газ охлаждается хладоносителем поступающим от «Рефрижератора». Предлагаются различные варианты охлаждения водорода, например, рефрижератор может быть частью оборудования водородной станции, возможен вариант, когда хладоноситель подается от внешней системы охлаждения и др. [11, 12]. Водяной пар конденсируется в конденсаторе после чего отводится из системы. Водород, полученный на этом этапе, содержит примеси воды и кислорода и подается в «Блок очистки». Кислород, в случае, если он не нужен потребителю, сбрасывается в атмосферу.

Для самой тонкой очистки используются либо мембранная технология, в которой водород проходит через мембрану с нанесенным покрытием из палладия или других металлов платиновой группы, либо через собой сосуд, заполненный мелкими гранулами катализатора на основе благородных металлов (платина, палладий). В присутствии катализатора примеси селективно окисляются, а кислород активно реагирует с водородом, превращаясь в воду.

Далее водород подается в осушитель, заполненный специальным поглотителем (адсорбентом). Адсорбент поглощает влагу из газа. Сосуды-адсорберы работают попеременно – один находится в рабочем цикле, другой – в цикле регенерации. Таким образом водород осушается до точки росы -75°C, после чего подается в компрессор, так как в автомобилях обычно используют водородные баллоны с давлением 350 или 700 атм.

Работающие на водородном топливе автомобили заправлять сложнее, чем традиционный транспорт [13]. Заправка выполняется газом в сжатом или сжиженном состоянии. На большинстве АЗС топливо продается в газообразном состоянии. Сжиженный водород используется только на 10% станций. Время заправки водородным топливом составляет 5 минут. Примерно столько же тратится на заполнение полного бака бензином.

Для сжатия водорода используют либо традиционные механические компрессоры, либо возможно применение электрохимических водородных насосов, принцип действия которых основан на процессах электролиза. Электрохимический насос имеет ряд преимуществ перед традиционным механическим компрессором [14].

На рис. 4 приведена схема электрохимического насоса, который представляет собой элемент с твердо-полимерной мембраной. При подаче водорода на аноде происходит следующая реакция:



Молекулы водорода отбирают электроны от анода, образуя ионы водорода (протоны).

Образовавшиеся протоны мигрируют к катоду, где происходит электрохимическое восстановление до водорода:



Компрессия происходит без недостатков, присущих механическим компрессорам – большой потребляемой мощности, уровня шума и загрязнения смазочными материалами сжатого водорода. Электрохимический компрессор может обеспечивать давление до 300-400 атм. Причем, в одном аппарате кроме компрессии газа возможна еще и его очистка, так как на анод можно подавать водородсодержащую смесь газов. В результате анодного окисления образующиеся протоны будут мигрировать через мембрану, которая становится препятствием для всех остальных газов смеси, что является фактором сепарации газовой смеси.

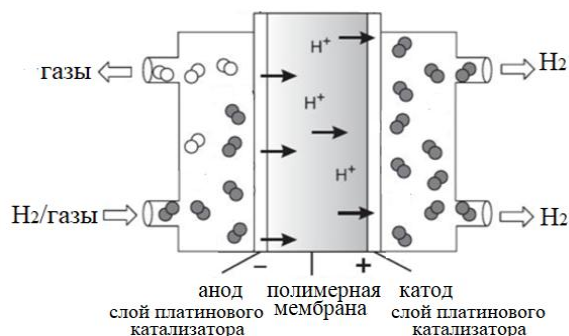


Рис. 4. Схема функционирования электрохимического насоса
Fig. 4. Operation diagram of the electrochemical pump

Предполагая, что водород ведет себя как идеальный газ, термодинамическое напряжение процесса сжатия определяется по соотношению входного и выходного давлений. Расчет требуемого напряжения проводится по уравнению Нернста:

$$E = \frac{RT}{2F} \ln \frac{P_{\text{вх}}}{P_{\text{вых}}}$$

где E – электродвижущая сила, R – газовая постоянная, T – температура, F – постоянная Фарадея, $P_{\text{вх/вых}}$ – давление газа на входе/выходе.

Когда ячейка используется только для очистки водорода, а не для сжатия, ее параметры соответствуют значениям $P = 0$ и $E = 0$. В случае работы в режиме компрессии водорода, требуется напряжение 30 мВ для получения десятикратного сжатия при 298 К.

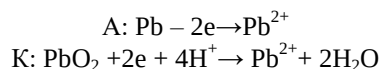
Электрохимические источники энергии для автотранспорта

Автомобили на топливных элементах представляют собой электромобили, в которых электроэнергия генерируется системой топливных элементов. Такие электромобили в основном представляют собой гибриды, включающие дополнительный источник энергии аккумуляторную батарею. Отношение мощности тяговой аккумуляторной батареи к общей мощности (степень гибридизации) варьируется в зависимости от модели. Обычно система топливных элементов имеет мощность 60-100 кВт, а аккумуляторная батарея до 30 кВт на легковых автомобилях [15].

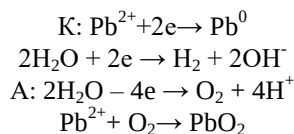
Устройство, в котором происходит как процесс преобразования химической энергии в электрическую, так и обратный процесс преобразования электрической энергии в химическую, получило название электрохимического аккумулятора (или просто аккумулятора) (рис. 5). Из определения следует, что аккумулятор сочетает в себе как гальванический элемент, так и электролизную ячейку. Процесс преобразования электрической энергии в химическую называется зарядом, в этом режиме электрохимический аккумулятор работает как электролизная ячейка. В процессе заряда происходит накопление энергии в виде химической энергии окислителя и восстановителя. Процесс преобразования химической энергии в электрическую получил название разряда. В этом режиме аккумулятор работает как гальванический элемент.

Рассмотрим в качестве примера процессы в свинцовом аккумуляторе, электрохимическую систему которого можно записать в виде разряда и заряда.

При разряде на катоде и на аноде образуются ионы свинца, которые при взаимодействии с серной кислотой образуют малорастворимую соль сульфата свинца.



При заряде кислород соединяется со свинцом и образует оксид свинца на аноде, на катоде образуется свинец.



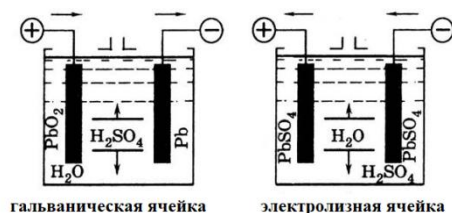


Рис. 5. Схема работы электрохимического аккумулятора
Fig. 5. Scheme of operation of the electrochemical battery

Топливные элементы функционируют по принципу электролиза с обратными процессами на электродах. В связи с этим имеющиеся на сегодняшний день топливные элементы по конструкции соответствуют существующим электролизерам: в них работают те же материалы и технологии (например, те же мембраны, электрокатализаторы на основе металлов Pt-группы, схожие технологии их синтеза и нанесения и т.д.). В связи с этим наиболее подходящим для использования на автотранспорте является топливный элемент с твердо-полимерным электролитом, функционирующий по тому же принципу, что и твердо-полимерный электролизер, использующийся для генерации водорода на АЗС [16, 17]. С этой точки зрения существуют реальные предпосылки для снижения стоимости электролизёров с твердо-полимерным электролитом, связанные с началом широкомасштабного производства топливных элементов по той же технологии.

Эти топливные элементы функционируют при относительно низких рабочих температурах (60—160 °С) и их КПД составляет 50% (рис. 6). Они отличаются высокой удельной мощностью, позволяют быстро регулировать выходную мощность, могут быть быстро включены. Недостаток этого типа элементов — высокие требования к качеству топлива, поскольку загрязненное топливо может вывести из строя мембрану. Номинальная мощность топливных элементов этого типа составляет 1–100 кВт.

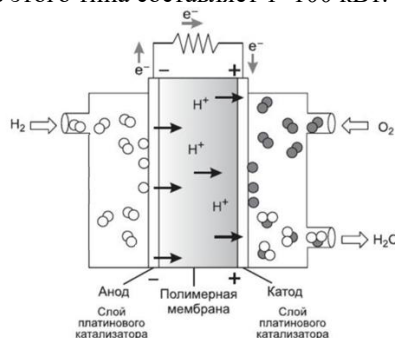


Рис. 6. Схема твердо-полимерного топливного элемента для автотранспорта
Fig. 6. Scheme of solid-polymer fuel cell for motor transport

Через протонообменную мембрану могут перемещаться протоны, но через нее не проходят электроны, в результате чего между катодом и анодом возникает разность потенциалов. Расщепление молекулы водорода происходит относительно легко при использовании платинового катализатора. Однако, к сожалению, расщепление молекулы кислорода является более трудным, и это вызывает значительные электрические потери. Подходящий каталитический материал для этого процесса не был обнаружен, и платина является лучшим вариантом. Мембраны должны обладать высокой ионной проводимостью, малой газопроницаемостью, высокой механической прочностью и отсутствием электронной проводимости.

На анод подают водород, где он под действием катализатора расщепляется на протон и электрон. Вновь образованные протоны проникают через мембрану полимерного электролита на катодную сторону. Электроны перемещаются по внешней цепи к катоду, создавая, таким образом, выходной ток топливного элемента. Между тем, на катод подается поток кислорода. Молекулы кислорода реагируют с протонами, проникающими через мембрану полимерного электролита, и электронами, проходящими через внешнюю цепь, с образованием молекул воды.

Материалы и методы

Материалы и методы включают обзор литературных данных с целью рассмотрения используемых электрохимических технологий для производства водорода на автозаправочных станциях и функционирования двигателей гибридных электромобилей на аккумуляторных батареях с топливными элементами.

С целью проведения сравнительного анализа производства и использования энергии электрохимическими и традиционными методами на автотранспорте проведены математические расчеты стоимости заправки легковых автомобилей с различными типами двигателей в текущих рыночных условиях.

Сравнительный анализ топливных расходов на легковой автомобиль с различными типами двигателей

Для анализа топливных затрат водородного автотранспорта проведем расчет с использованием электрических характеристик легкового электромобиля Tesla 3.

При известной выходной мощности автомобиля для анализа расхода топлива воспользуемся законами электрохимии. Основными физическими характеристиками электрохимических систем и конкретных типов химических источников тока являются электродвижущая сила (ЭДС), напряжение, вольт-амперная характеристика и разрядная кривая, а также мощность P , удельная мощность $P_{уд}$, емкость Q , удельная емкость $Q_{уд}$, энергия W и удельная энергия $W_{уд}$ и другие.

Рассчитаем, какое количество электричества можно получить в топливном элементе при переработке 1 кг водорода.

Для каждой молекулы водорода (H_2), которая реагирует в топливном элементе, на аноде топливного элемента высвобождаются два электрона. Это наиболее легко увидеть в твердо-полимерных топливных элементах из-за простоты анодной (топливной) реакции, хотя правило двух электронов на двухатомную молекулу водорода (H_2) справедливо для всех типов топливных элементов.

Решение требует расчета силы тока (А) и использования принципа эквивалентности электронов:



Расчет ведем по закону Фарадея:

$$m = \frac{I \cdot t \cdot M}{F \cdot n}$$

$$I = \frac{96500 \frac{\text{Кл}}{\text{моль}} \cdot 1000 \text{ г} \cdot 2}{3600 \text{ с} \cdot 2 \text{ г/моль}} = 26,8 \text{ кА}$$

Результат этого расчета показывает, что из 1 кг водорода в топливном элементе можно сгенерировать 26,8 кА тока или, другими словами, расход топлива на 1 Ампер тока составляет 0,037605 кг H_2 .

Одна ячейка топливного элемента может выдавать теоретическое напряжение постоянного тока 1,23 В. Решение этой задачи можно упростить, если предположить, что отдельные топливные элементы подключены параллельно. То есть напряжение сборки топливных элементов совпадает с напряжением каждой отдельной ячейки, а ток сборки топливных элементов равен току отдельной ячейки, умноженному на число ячеек.

Мощность (P) является произведением напряжения (U) и тока (I):

$$P = I \cdot U$$

Примем, что твердо-полимерный топливный элемент имеет КПД примерно 57%. Тогда из 1 кг водорода можно получить выходную мощность 18,8 кВт постоянного тока. С учетом КПД преобразования постоянного тока в переменный 95% это значение составит 17,9 кВт.

Основываясь на данных производителя, электромобиль Tesla 3 расходует электроэнергию 17 кВт · ч на 100 км. Таким образом, с учетом проведенных расчетов, можно утверждать, что водородный легковой автомобиль с электрическими характеристиками как у Tesla 3, сможет проехать на 1 кг водорода около 100 км. Этот результат подтверждается данными производителей водородного автотранспорта, представленными в табл. 1.

Стоимость электроэнергии на «быстрой» электрозаправке для электромобиля Tesla 3 составляет за 2,5 евро в Европе и 153 рубля в России на 100 км пути.

Для двигателей внутреннего сгорания на дизельном топливе расход легковых автомобилей в среднем составляет 5 л/100 км. В России затраты на 100 км пути находятся на уровне 235 рублей, а в Европе – 7 евро.

Для двигателей внутреннего сгорания на бензине расход легковых автомобилей в среднем составляет 10 л/100 км. В России затраты на 100 км пути находятся на уровне 450 рублей, а в Европе – 14 евро.

Рыночная стоимость «электролизного» водорода в Европе сейчас составляет около 9 евро за килограмм на 100 км пробега. Если АЗС работает на водороде, полученном каталитическим риформингом с доочисткой, стоимость его составляет около 2 евро/кг.

Нужно учитывать, что КПД водородного автомобиля составляет 55-60%, бензинового 35-40%, электромобиля – 94%.

Таблица 1

Технические характеристики водородного автотранспорта [18, 19]

Марка	Расход водорода на 100 км	Запас хода, км	Мощность, кВт ТЭ/АБ	Водородный баллон
Легковые автомобили				
<i>Toyota Mirai</i>	0,75 кг	500	114/	5 кг, 700 атм
<i>Honda Clarity</i>	0,85 кг	700	100/130	4 кг, 350 атм
<i>Ford Airstream</i>	0,9 кг	485	128(общая)	4,5 кг, 350 атм
Грузовые автомобили				
<i>Canadian Hydrogenics</i>	7 кг	500	270/22	33 кг, 345,4 атм
<i>Energon Hydrogen</i>	нет данных	700	260/80	нет данных
<i>Hino Profia</i>	8 кг	600	240/80	45 кг, 690 атм
Автобусы				
<i>Toyota Sora</i>	16,8	200	225(общая)	33,6 кг, 690 атм
<i>CDK6900CEFCV</i>	9,4	500	150(общая)	47 кг
<i>Urbino 12</i>	10,5	350	125(общая)	36,8 кг, 250 атм
Мотоциклы, велосипеды				
<i>Alpha 2.0</i>	0,056	100	0,25(общая)	0,056 кг, 350 атм
<i>Linde Group H2 bike</i>	0,034	100	0,25(общая)	0,034 кг, 350 атм
<i>Suzuki Burgman Hydrogen</i>	нет данных	350	1,77(общая)	700 атм

$1 \text{ кВт} = 1,36 \text{ л.с.}$

Результаты

По результатам проведенных расчетов показано, что наиболее экономичными по затратам на заправку в настоящий момент являются электромобили на аккумуляторных батареях.

Гибридные автомобили на топливных элементах с аккумуляторными батареями потребляют малое количество топлива, примерно 1 кг водорода на 100 км пути. Однако, высокая стоимость чистого водорода ставит такой автотранспорт по затратам на один уровень с двигателями внутреннего сгорания в Европе. Для условий России стоимость водорода пока значительно выше в сравнении с другими видами топлива.

Если сравнивать автомобили на электрохимических технологиях в целом с традиционными авто на органическом топливе с двигателями внутреннего сгорания, то уже сейчас, помимо известных экологических, очевидны их экономические преимущества. Особенно это ощутимо в европейских странах в связи с политикой ценообразования на органическое топливо и электроэнергию.

Заключение

Электрохимические технологии является многообещающим решением для декарбонизации энергетической мировой политики и экономики. В свою очередь, ожидаемый рост выбросов парниковых газов и сильная зависимость от ископаемых источников энергии становятся вескими причинами для перехода к новым альтернативам и стимулом для промышленных субъектов инвестировать в технологии «зеленой» энергии.

Сегодня комбинации различных электрохимических способов получения энергии на автотранспорте обладают рядом неоспоримых преимуществ, включающих высокие экологические показатели, низкие расходы топлива, высокую энергоемкость водорода, быструю заправку, достаточный запас хода и высокую мощность, и в экономическом плане «догоняют» традиционные технологии получения энергии в двигателях внутреннего сгорания на органическом топливе, особенно в странах Евросоюза.

Кроме того, для успешного развития экологичных транспортных технологий необходима развитая инфраструктура, которая работает на тех же принципах электрохимических процессов. Твердо-полимерные электролизеры, производящие водород на автозаправочных станциях, имеют те же материалы и используют те же технологии, что и твердо-полимерные топливные элементы, утилизирующие этот водород и превращающие его в энергию для автотранспорта. С этой позиции, имеются реальные предпосылки для

снижения стоимости производства электромобилей и сопутствующей инфраструктуры в связи с определенной унификацией и масштабированием производства.

Литература

1. Andrews J., Shabani B. The role of hydrogen in a global sustainable energy strategy // Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment. 2014. № 3. pp. 474–489.
2. Ball M., Weeda M. The hydrogen economy – Vision or reality? // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. № 40. pp. 7903–7919.
3. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Филимонов А.Г., Печенкин А.В. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане / Известия вузов. Проблемы энергетики. №6-2020 С.79-91
4. Acar C., Dincer I. The potential role of hydrogen as a sustainable transportation fuel to combat global warming // International Journal of Hydrogen Energy. 2018.
5. Köhler J., Wietschel M., Whitmarsh L., Keles D., Schade W. Infrastructure investment for a transition to hydrogen automobiles // Technological Forecasting and Social Change. 2010. № 77. pp.1237–1248.
6. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Филимонов А.Г., Куличихин В.В. Современные направления развития водородных энергетических технологий // Надежность и безопасность энергетики. 2019. Т.12. №2. С. 89-96.
7. Campíñez-Romero S., Colmenar-Santos A., Pérez-Molina C., Mur-Pérez F. A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out // Energy. 2018. №148. pp. 1018–1031.
8. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal / International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020.
9. Fischer D., Kaufmann F., Selinger-Lutz O., Voglstätter C. Power-to-gas in a smart city context - Influence of network restrictions and possible solutions using on-site storage and model predictive controls // Int. J. Hydrogen Energy. 2018. №43. pp. 9483–9494.
10. Holladay J.D., Hu J., King D.L., Wang Y. An overview of hydrogen production technologies // Catalysis Today. 2009. №139. pp. 244–260.
11. Lee J.H., Skala G.W. Cooling system for a fuel cell stack. U.S. Patent. 2002. № 6.866.955.
12. RU 2455394 Глухих И.Н., Челябин В.Ф., Щербаков А.Н. Электролизная система заправки водородом, работающая при высоком давлении, и способ ее эксплуатации
13. Maus S., Napke J., Ranong C.N., Wüchner E., Friedlmeier G., Wenger D. Filling procedure for vehicles with compressed hydrogen tanks // International Journal of Hydrogen Energy. 2008. №33. pp. 4612–4621.
14. Коровин Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. М.: Издательство МЭИ, 2005. 280 с.
15. Ehsani M., Gao Y., Longo S., Ebrahimi K. Modern electric, hybrid electric, and fuel cell vehicles. 2018. Third ed. New York, NY: CRC Press.
16. Barbir F. PEM fuel cells: Theory and practice. 2013. San Diego, CA: Academic Press.
17. Dicks A.L., Rand D.A.J. Fuel cell systems explained. 2018. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
18. Chang W.C., Huang A.Y.J., Huang D.R., Chen T.Y. An economic evaluation on the purification and storage of waste hydrogen for the use of fuel cell scooters // International Journal of Green Energy. 2016. №13. pp. 1608–1614.
19. Alavi F., Lee E., van de Wouw N., De Schutter B., Lukszo Z. Fuel cell cars in a microgrid for synergies between hydrogen and electricity networks // Applied energy. 2017. № 192. pp. 296–304.

Авторы публикации

Филимонова Антонина Андреевна – канд. мед. наук, доцент кафедры, Казанский государственный энергетический университет.

Чичиров Андрей Александрович – д-р хим. наук, профессор, заведующий кафедрой «Химия и водородная энергетика», Казанский государственный энергетический университет.

Чичирова Наталия Дмитриевна – д-р химич. наук, профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции», Казанский государственный энергетический университет.

Разакова Регина Иршатовна – ассистент, Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Andrews J., Shabani B. The role of hydrogen in a global sustainable energy strategy // Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment. 2014. №3. P. 474–489.
2. Ball M., Weeda M. The hydrogen economy – Vision or reality? // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. №40. P. 7903–7919.
3. Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., Filimonov A.G., Pechenkin A.V. Prospects for the development of hydrogen energy in Tatarstan / Energy problems. №6. 2020 P. 79-91.
4. Acar C., Dincer I. The potential role of hydrogen as a sustainable transportation fuel to combat global warming // International Journal of Hydrogen Energy. 2018.
5. Köhler J., Wietschel M., Whitmarsh L., Keles D., Schade W. Infrastructure investment for a transition to hydrogen automobiles // Technological Forecasting and Social Change. 2010. №77. P.1237–1248.
6. Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., Filimonov A.G., Kulichikhin V.V. Modern directions of development of hydrogen energy technologies // Reliability and safety of energy. 2019. V.12. №2. P. 89-96.
7. Campiñez-Romero S., Colmenar-Santos A., Pérez-Molina C., Mur-Pérez F. A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out // Energy. 2018. №148. P. 1018–1031.
8. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal / International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020.
9. Fischer D., Kaufmann F., Selinger-Lutz O., Voglstätter C. Power-to-gas in a smart city context - Influence of network restrictions and possible solutions using on-site storage and model predictive controls // Int. J. Hydrogen Energy. 2018. №43. P. 9483–9494.
10. Holladay J.D., Hu J., King D.L., Wang Y. An overview of hydrogen production technologies // Catalysis Today. 2009. №139. P. 244–260.
11. Lee J.H., Skala G.W. Cooling system for a fuel cell stack. U.S. Patent. 2002. №6.866.955.
12. RU 2455394 Glukhikh I.N., Chelyaev V.F., Shcherbakov A.N. Electrolysis hydrogen refueling system operating at high pressure and method of its operation. 2012.
13. Maus S., Hapke J., Ranong C.N., Wüchner E., Friedlmeier G., Wenger D. Filling procedure for vehicles with compressed hydrogen tanks // International Journal of Hydrogen Energy. 2008. №33. P. 4612–4621.
14. Korovin N.V. Fuel cells and electrochemical power plants. Moscow: MEI Publishing House, 2005. 280 p.
15. Ehsani M., Gao Y., Longo S., Ebrahimi K. Modern electric, hybrid electric, and fuel cell vehicles. 2018. Third ed. New York, NY: CRC Press.
16. Barbir F. PEM fuel cells: Theory and practice. 2013. San Diego, CA: Academic Press.
17. Dicks A.L., Rand D.A.J. Fuel cell systems explained. 2018. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
18. Chang W.C., Huang A.Y.J., Huang D.R., Chen T.Y. An economic evaluation on the purification and storage of waste hydrogen for the use of fuel cell scooters // International Journal of Green Energy. 2016. №13. P. 1608–1614.
19. Alavi F., Lee E., van de Wouw N., De Schutter B., Lukszo Z. Fuel cell cars in a microgrid for synergies between hydrogen and electricity networks // Applied energy. 2017. №192. P. 296–304.

Authors of the publication

Antonina A. Filimonova - Kazan State Power Engineering University.

Andrey A. Chichirov - Kazan State Power Engineering University.

Natalya D. Chichirova - Kazan State Power Engineering University.

Regina I. Razakova - Kazan State Power Engineering University.

Получено

24 марта 2021г.

Отредактировано

25 марта 2021г.

Принято

25 марта 2021г.



ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ВОДОРОДНО-КИСЛОРОДНЫХ ПАРОГЕНЕРАТОРАХ КИЛОВАТТНОГО КЛАССА МОЩНОСТИ

А.И. Счастливцев, И.М. Молотов, В.И. Борзенко

Объединенный институт высоких температур РАН, г. Москва, Россия
h2lab@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Проведение экспериментальных исследований водородно-кислородного парогенератора киловаттного класса мощности (ВКП) для изучения процессов тепло- и массопереноса. *МЕТОДЫ.* На первом этапе была рассмотрена технологическая система диагностики и управления ВКП, с помощью которой прошли предварительные экспериментальные исследования, по результатам которых были модернизированы его основные конструктивные элементы. Далее, на втором этапе, была создана автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), что обеспечило проведение многорежимных экспериментальных исследований ВКП. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Конструкция ВКП показала свою работоспособность. Приведены изменение расхода охлаждающей воды, давлений и температуры в камере испарения во время многорежимных испытаний, так же показаны обобщенные результаты проведенных экспериментальных исследований, где представлена зависимость температуры пара от массовой доли воды при различных коэффициентах избытка окислителя. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В ходе предварительных экспериментальных исследований была проведена разработка модернизированных узлов ВКП, обеспечивающих повышение эффективности его работы. Созданная АСУ ТП позволила успешно провести последующие многорежимные экспериментальные исследования с двумя различными типами камер сгорания. Показатели непрореагировавшего водорода сравнимы с уже достигнутыми в существующих аппаратах. Характерные времена перехода с режима на режим показывают соответствие требованиям для создания автономных энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: водород; сжигание водорода; водородно-кислородный парогенератор; автоматизация; АСУ ТП; АСНИ.

Для цитирования: Счастливцев А.И., Молотов И.М., Борзенко В.И. Исследование тепловых процессов в водородно-кислородных парогенераторах киловаттного класса мощности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С.116-127. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-116-127.

INVESTIGATION OF THERMAL PROCESSES IN HYDROGEN-OXYGEN STEAM GENERATORS OF KILOWATT POWER CLASS

AI. Schastlivtsev, IM. Molotov, VI. Borzenko

Joint Institute of High Temperatures of RAS
h2lab@mail.ru

Abstract: *PURPOSE.* Testing of a hydrogen-oxygen steam generator (HOSG) of the kilowatt power class for the study of heat and mass transfer processes. *METHODS.* At the first stage, the technological system of diagnostics and control was considered, with the help of which preliminary tests were carried out. According to the results of which the structural elements of the HOSG were modernized. Further, at the second stage, an automated process control system was created, which ensured the conduct of multi-mode tests of the HOSG. *RESULTS.* The design of the HOSG showed its efficiency. The changes in the cooling water flow rate, pressure and temperature in the evaporation chamber during multi-mode tests are presented, as well as the generalized results of experimental studies, which show the dependence of the steam temperature on the mass fraction of water at different coefficients of the excess oxidizer.

CONCLUSION. During the preliminary tests, the development of upgraded components of the HOSG was carried out, ensuring an increase in the efficiency of its operation. The created automated control system made it possible to successfully conduct subsequent multi-mode tests with two different types of cameras. The indicators of unreacted hydrogen are comparable to those already achieved in existing devices. The characteristic transition times from mode to mode show compliance with the requirements for creating autonomous power plants based on renewable energy sources.

Keywords: hydrogen; hydrogen combustion; hydrogen-oxygen steam generator; automation; automated process control system.

For citation: Schastlivtsev AI., Molotov IM., Borzenko VI. Investigation of thermal processes in hydrogen-oxygen steam generators of kilowatt power class. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2):116-127. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-116-127.

Введение и литературный обзор

Водород в значительной степени рассматривается как потенциальный чистый промежуточный энергоноситель для будущей экономики [1] благодаря доказанному факту, что он является: самым распространенным элементом во Вселенной (составляет более 90% всех атомов), самым легким элементом (молекулярная масса = 2,016) с самым высоким известным содержанием энергии на единицу массы по сравнению с другими видами топлива, нетоксичным и, в отличие от нефти, природного газа или угля, он является экологически чистым энергоносителем. Водород может вырабатываться как из возобновляемых источников, таких как гидроэнергия, ветер, волна, солнечная энергия, биомасса и геотермальные источники энергии, так и из невозобновляемых, таких как уголь, природный газ и ядерные источники энергии.

Водородно-кислородные парогенераторы позволяют производить высокотемпературный пар посредством стехиометрического сжигания водорода в кислороде [2-4]. Метод сжигания водорода в кислороде при высоких давлениях с целью получения высокотемпературного водяного пара, реализуемый в водородно-кислородных парогенераторах, позволяет создавать установки с высокой удельной мощностью и отсутствием вредных выбросов в процессе работы. Высокая скорость протекающих в них процессов (сгорание водорода, теплопередача, смешение компонентов и т.д.) обеспечивает минимальное время запуска и выхода на режим, что особенно важно в случае использования подобных технологий в качестве резервных источников энергии [5-9].

В соответствии с энергетической стратегией РФ до 2030 г. потребность в маневренных и пиковых мощностях энергосистемы в РФ к 2030 г. может составлять до 10 ГВт, а при планируемом развитии возобновляемой энергетики общая мощность установок на основе возобновляемых источников энергии будет составлять от 6 до 9 ГВт, что потребует соответствующего создания систем аккумулирования энергии. И в том, и в другом направлении для решения этих задач возможно использование водородно-кислородных парогенераторов.

В установках киловаттного уровня мощности существенно возрастают удельные тепловые нагрузки на стенки камеры сгорания (КС) и существенно ограничен расход воды, подаваемой на ее охлаждение. Для повышения тепловой эффективности ВКП и его камеры сгорания вода, поступающая на охлаждение внутренней стенки КС используется в дальнейшем для снижения температуры продуктов сгорания с 3300...3700 К до 800...1500 К, необходимой для потребителя. В результате общие тепловые потери при работе парогенератора на основном режиме не превышают 0,1...0,3 %. Однако, при реализации такой схемы охлаждения КС, возникает жесткое ограничение на расход охлаждающей воды, при этом чем выше температура пара нужна потребителю, тем меньше должен быть расход воды на охлаждение. В результате одной из основных проблем при создании парогенератора киловаттного уровня мощности является разработка конструкции КС, способной надежно работать в заданных условиях. Это требует поиска ее оптимальной конструкции: с внешним охлаждением внутренней стенки, комбинированным водородно-водяным охлаждением, создание вихревых КС и т.д.;

Для повышения эффективности и безопасности работы ВКП требуется обеспечить полноту сгорания водорода в кислороде близкую к 100 %, при стехиометрическом соотношении компонентов. Согласно методам проектирования жидкостных ракетных двигателей, для определения объема КС, необходимого для эффективного сгорания

горючего, используется т.н. приведенная (или характеристическая) длина камеры сгорания, которая может быть определена по следующей формуле

$$l_{пр} = \frac{V_k \cdot p_k \cdot A(\gamma)}{G_k \cdot \sqrt{R_k \cdot T_k}}$$

где V_k - объем КС [м^3], p_k - давление в КС [Па], G_k - расход компонентов в КС [кг/сек], R_k - универсальная газовая постоянная [Дж/(моль·К)], T_k - температура продуктов в КС [К].

Значения $l_{пр}$ зависят от вида применяемого топлива и определяются экспериментально, в частности для смеси водород-кислород эта величина составляет 0,25...1 м [17]. Следует отметить, что смещению в область меньших значений $l_{пр}$ способствует более интенсивное смешение подаваемых компонентов, повышение давления и температуры в КС и использование предварительной газификации или подогрева компонентов. Из формулы (1) видно, что для увеличения приведенной длины КС необходимо либо увеличивать ее объем, либо давление продуктов сгорания, поскольку все остальные параметры являются либо постоянными, либо ограничены конструкцией. Таким образом, одной из основных задач, при создании эффективного водородного парогенератора, является разработка оптимизированных конструкций камеры сгорания и смесительного элемента (СЭ);

Пар на выходе из ВКП должен иметь неравномерность температур не более 15...25 К. Как было отмечено выше, в H_2/O_2 - парогенераторе для охлаждения продуктов сгорания до требуемой температуры используется охлаждающая вода из системы внешнего охлаждения КС, расход которой ограничен требуемыми параметрами пара на выходе. Для обеспечения равномерной температуры генерируемого пара необходимо обеспечить интенсивное смешение охлаждающей воды с продуктами сгорания. В частности, это может быть достигнуто за счет использования резкого расширения продуктов сгорания в камере испарения. В этом случае необходимо разработать такую компоновку камеры испарения, которая обеспечит выполнение заданных условий.

Для решения рассмотренных задач проведены экспериментальные исследования тепловых процессов в экспериментальном водородно-кислородном парогенераторе, основными целями которых являются:

- исследование полноты сгорания в интервале требуемых давлений и температур;
- исследование неравномерности поля температур;
- разработка модернизированных узлов, проведение их испытаний и исследований тепловых процессов в ВКП.

Материалы и методы

Экспериментальный образец водородно-кислородного парогенератора тепловой мощностью до 200 кВт (ВКП), предназначенный для испытания на газообразном кислороде и водороде, состоит из трех основных узлов (рис. 1.): смесительного элемента с запальным устройством, камеры сгорания и камеры испарения.



Рис. 1. Конструктивная схема экспериментального образца водородно-кислородного парогенератора
Fig. 1. Design diagram of an experimental sample of a hydrogen-oxygen steam generator

Смесительный элемент с запальным устройством в ВКП предназначен для смешения основных расходов водорода и кислорода, подаваемых в камеру сгорания. Для воспламенения смеси используется электросвеча СПН-4-3Т. Подача газообразных компонентов топлива в парогенератор осуществляется следующим образом: газообразный кислород подается в свечной блок, где во время работы свечи происходит его частичная ионизация и нагрев от искрового разряда. Из свечного блока кислород вдувается в камеру сгорания через центральное отверстие форсунки. Газообразный водород подается через входной штуцер смесительного элемента в основной коллектор водорода и далее через форсунки диаметром 0,5 мм подается в камеру сгорания и смешивается с ионизированным кислородом, в результате происходит воспламенение смеси.

Камера сгорания в ВКП имеет внешнее водяное охлаждение и состоит из внешнего стального корпуса и внутренней охлаждаемой бронзовой вставки с внешним оребрением для повышения коэффициента теплоотдачи. Охлаждающим компонентом является вода. Основным отличием камер сгорания ВКП мегаваттного класса мощности и ВКП

киловаттного класса является то, что в последнем случае весь расход балластировочной жидкости впрыскивался в камеру испарения в одном сечении. Это сечение является выходным сечением для камеры сгорания и входным сечением для камеры испарения. Длина и диаметр КС в опытах составляют от 30 до 75 мм и от 20 до 40 мм соответственно.

Камера испарения представляет собой неохлаждаемый толстостенный цилиндрический канал внутренним диаметром от 20 до 50 мм и длиной 100 мм. В ВКП, как отмечалось выше, полный расход охлаждающей воды проходит через КС и смешивается с продуктами сгорания на выходе из нее. Это обусловлено тем, что при таких незначительных расходах воды (от 12 до 27 г/сек) сложно обеспечить ее интенсивное перемешивание с продуктами сгорания для получения равномерности температур на выходе не более 15 градусов. Поэтому проводилась серия экспериментальных исследований с различными конструкциями КИ для изучения равномерности поля температур генерируемого пара на выходе и обеспечения полноты сгорания.

Установка ВКП на экспериментальном стенде осуществлялась согласно схеме показанной на рис. 2. Водород и кислород поступают из газовых баллонов при давлении до 150 атм. Регулирование расхода происходило на первом этапе исследований путем смены настроечных шайб и изменением давления наддува. Для проведения многорежимных испытаний на втором этапе исследований были установлены регуляторы расхода, обеспечивающие подачу стехиометрического соотношения компонентов в диапазоне мощностей от 10 до 220 кВт (т). Циклограмма проведения работ представлена на рис. 3.

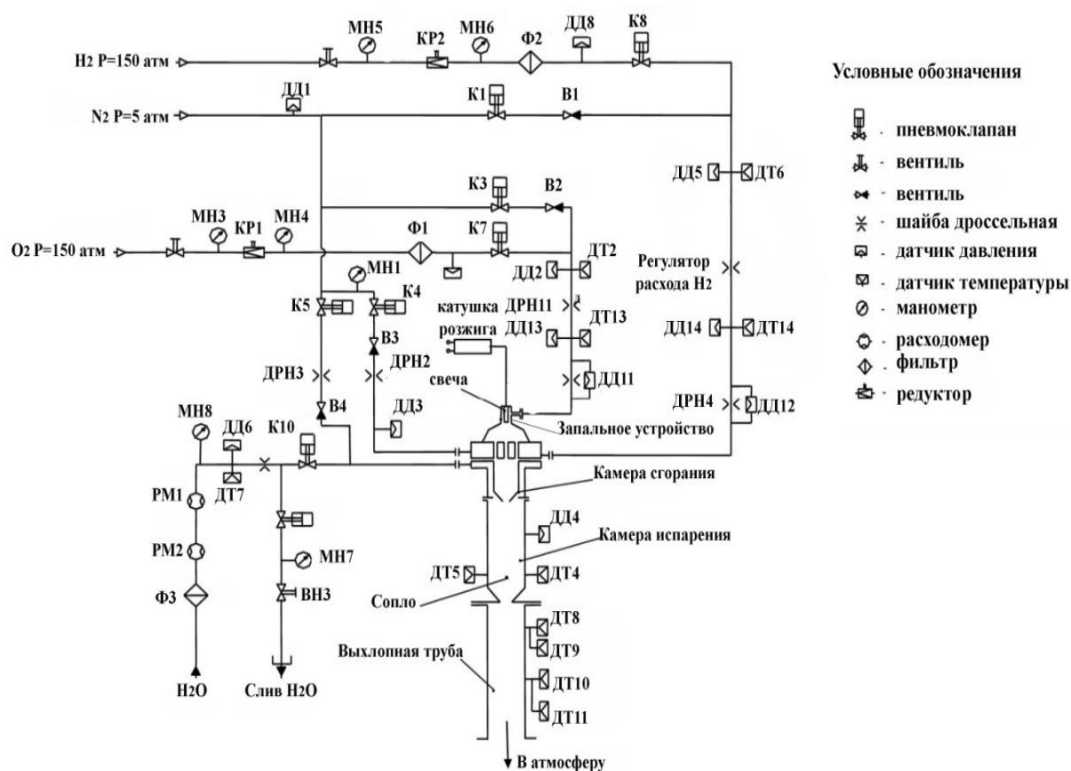


Рис. 2. Схема подключения ВКП на экспериментальном стенде

Fig. 2. Connection diagram of the VCP on the experimental stand

Исследование полноты сгорания является важной научно-технической задачей, поскольку именно от этого параметра в большей степени зависит эффективность водородно-кислородного парогенератора и безопасность его работы. На первом этапе исследование полноты сгорания в ВКП осуществлялось путем термодинамического анализа экспериментальных данных. Исходными параметрами для анализа являлись следующие:

- температура пара на выходе из КИ;
- давление пара в КИ;
- температура и давление подаваемых компонентов: водорода, кислорода и воды;
- расходы подаваемых компонентов: водорода, кислорода и воды.

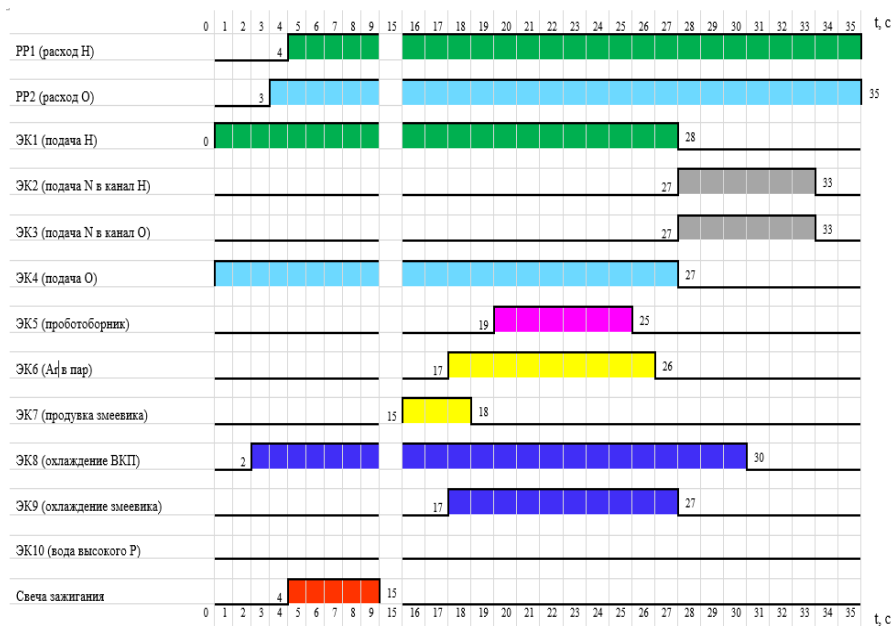


Рис.3 Пример циклограммы эксперимента

Fig. 3 Example of the experiment cycle diagram

Для оценки полноты сгорания использовалась следующая методика:

По измеренным температуре, давлению и расходу компонентов оценивалась расчетная тепловая мощность, соответствующая полному сгоранию водорода:

$$N_T = Q_{H_2} \cdot G_{H_2} + h_{H_2} \cdot G_{H_2} + h_{O_2} \cdot G_{O_2} + h_{H_2O} \cdot G_{H_2O}$$

где Q_{H_2} - низшая полнота сгорания водорода, G_{H_2} , G_{O_2} , G_{H_2O} - расходы водорода, кислорода и воды, h_{H_2} , h_{O_2} , h_{H_2O} - энтальпии водорода, кислорода и воды, соответствующие измеренным давлению и температуре.

По измеренным температуре и давлению в КИ определялась реальная тепловая мощность, полученная в ВКП:

$$N'_T = h_p \cdot G_p$$

где h_p - энтальпия пара, соответствующая температуре и давлению в КИ, G_p - расход пара, равный суммарному расходу всех компонентов.

Далее определялось количество недогоревшего водорода:

$$G_{H_2}^H = \frac{N_T - N'_T}{Q_{H_2}}$$

$$\Delta_{H_2}^H = \frac{G_{H_2}^H}{G_{H_2}} \cdot 100\%$$

где $\Delta_{H_2}^H$ – процент недогоревшего водорода.

Исследование полноты сгорания проводилось с двумя типами СЭ: с пересекающимися и непересекающимися струями водорода и кислорода. Основной особенностью смесительного элемента с пересекающимися струями является то, что форсунка окислителя расположена по центру СЭ, а форсунки водорода в количестве 14 шт. расположены вокруг нее на равноудаленном расстоянии и наклонены под углом 30°. Такое расположение форсунок позволяет обеспечить более эффективное смешение компонентов в КС и повысить полноту сгорания.

Для смесительного элемента с непересекающимися струями основной особенностью является то, что форсунка окислителя расположена по центру СЭ, а форсунки водорода в количестве 16 шт. расположены вокруг нее на равноудаленном расстоянии. Такое расположение форсунок позволяет снизить тепловые потоки на стенки КС и защитить их от попадания кислорода. С другой стороны, такое расположение форсунок снижает эффективность перемешивания компонентов, что может приводить к снижению полноты сгорания (при неизменном размере КС).

Проведение предварительных испытаний ВКП позволило определить, что полнота сгорания водорода является относительно низкой (менее 87 %). Для повышения полноты сгорания была разработана конструкция камеры испарения, позволяющая изменять диаметр выходного сопла и таким образом менять давление пара в камере сгорания. Проведение последующих испытаний показало, что повышение давления в камере сгорания с 1,4 до 2,7 МПа позволило повысить полноту сгорания водорода с 86 до 97,4 %. Также следует

отметить незначительное повышение полноты сгорания при увеличении температуры генерируемого пара. Водородно-кислородный парогенератор во время испытания показан на рис. 4.



Рис. 4. ВКП во время испытания

Fig. 4. VCP during the test

На следующих этапах исследований тепловых процессов в ВКП была разработана и создана автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), которая является развитием штатной системы управления и позволяет решать следующие задачи:

- повысить эффективность экспериментального исследования за счет сокращения эксплуатирующего персонала и более быстрого проведения экспериментов;
- гарантировать высокую пожаровзрывобезопасность оборудования;
- визуализировать состояние органов управления и сбор данных для операторского контроля за экспериментами;
- обеспечить воспроизводимость режимных параметров за счет повышения точности и синхронности переключений механизмов управления;
- дополнить штатную систему управления возможностью проведения многорежимных испытаний ВКП.

Созданная АСУ ТП базируется на использовании среды графического инженерного программирования LabVIEW с аппаратным обеспечением National Instruments. Структурная схема на основе выбранных аппаратных средств отражена на Рис 5.

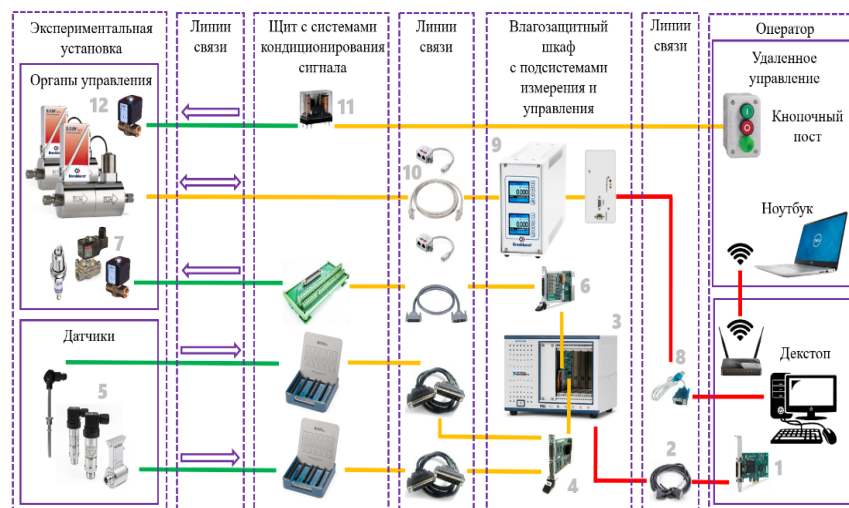


Рис.5 Структурная схема: 1 – плата PCIe-8361; 2 – кабель MXI-Express; 3 – шасси NI PXI-1078; 4 – модуль аналогового ввода-вывода NI PXI-6289; 5 – датчики давления, термопары, жидкостные расходомеры турбинного типа; 6 – релейный модуль NI PXI-2568; 7 – электроклапана газовые, электроклапана жидкостные, автомобильная свеча зажигания, регуляторы расхода газа Bronkhorst; 8 – кабель RS232; 9 – система индикации, управления и питания E-8000; 10 – кабель Ethernet; 11, 12 – реле и электроклапана кнопочного поста

Fig. 5 Block diagram: 1 – board with PCIe-8361; 2 – vector Mxi-Express cable; 3 – chassis in pxi H-1078 format; 4 – analog I / O module; 5 - pressure sensors, thermocouples, turbine – type liquid flowmeters; 6-NI relay module in pxi - 2568 format; 7 – gas electric valves, liquid electric valves, automobile spark plug, Bronkhorst gas flow regulators; 8 - RS232 cable; 9 – display system, control and power supply electronic 8000; 10 – Ethernet cable; 11, 12-relay and electric valve push-button post

Для реализации циклограмм экспериментов, вариант одной из них приведен на Рис.3, был использован классический конечный автомат состояний, что позволяет:

- выполнять шаги автомата (различные состояния механизмов управления) в непрерывающиеся временные периоды;
- синхронизировать переключение механизмов управления (электроклапана, свеча зажигания, регуляторы расхода газа) между шагами автомата.

Для внесения циклограммы на графическом интерфейсе пользователя задаётся таблица с явными переходами (Рис.6). При включении автомата, состояния – столбцы выполняются последовательно слева на право, изменяя положение механизмов управления в соответствии с назначаемой продолжительностью отдельного состояния.

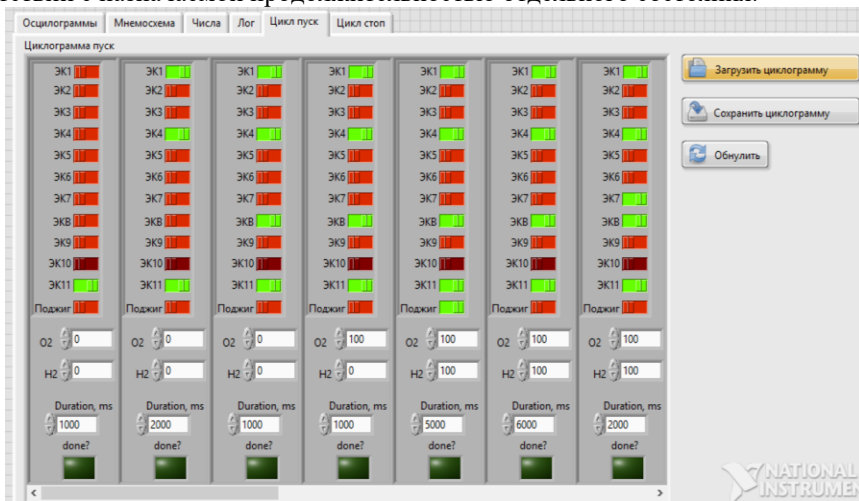


Рис.6 Пример реализации циклограммы пуска на графическом интерфейсе пользователя
Fig. 6 Example of the implementation of the start cycle diagram on the graphical user interface

При выполнении программы параллельно выполняются семь циклов, которые обмениваются между собой потоками данных с помощью очередей. Цикл отображения данных на графический интерфейс пользователя (ГИП) и цикл протоколирования данных непрерывно выполняются с высокой частотой и соответственно отображают и записывают состояния органов управления и показания элементов диагностики. Упрощенный вид алгоритма работы программы представлен на Рис.7, где

- сначала, пока на удаленном кнопочном посту не нажата кнопка готовность (не горит зеленый индикатор), происходит проверка функционирования органов управления установки и на ГИП вносится циклограмма изучаемого эксперимента, которая представляет собой два конечных автомата состояний – пуска и останова (Поз.1 Рис.7);
- затем, когда всё готово, оператор нажимает кнопку готовности на удаленном посту, загорается зелёный индикатор) и запускается эксперимент. Начинает отработывать состояния конечный автомат пуска, который можно прервать с удалённого кнопочного поста, если эксперимент пошел не по плану;
- когда автомат пуска отработает свои состояния или оператор нажмет красную кнопку останова эксперимента, программа переходит к конечному автомату останова.

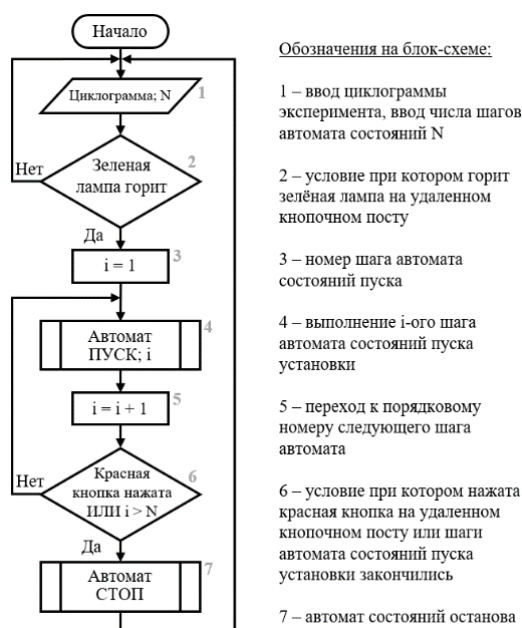


Рис.7 Реализация циклограммы пуска на графическом интерфейсе пользователя
Fig. 7 Implementation of the start cycle diagram on the graphical user interface

После настройки и отработки АСУ ТП управления было проведено 4 многорежимных испытания ВКП.

Целями данных испытаний были:

- проверка работоспособности конструкции ВКП с разработанной АСУ ТП;
- проведение многорежимных испытаний ВКП;
- изучение полноты сгорания на различных режимах работы ВКП.

Результаты и обсуждения

Результаты проведенных испытаний показаны на Рис.8., Рис.9. и в таблице 1.

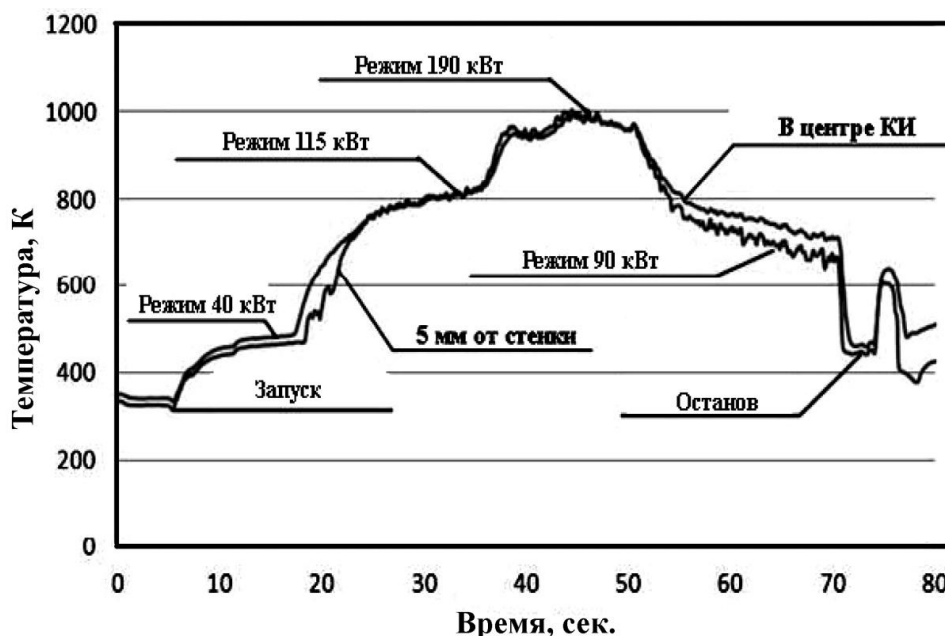


Рис. 8. Температура пара в камере испарения H₂/O₂-парогенератора тепловой мощностью до 200 кВт во время многорежимного испытания

Figure 8. Steam temperature in the evaporation chamber of the H₂ / O₂ steam generator with a heat output of up to 200 kW during a multi-mode test

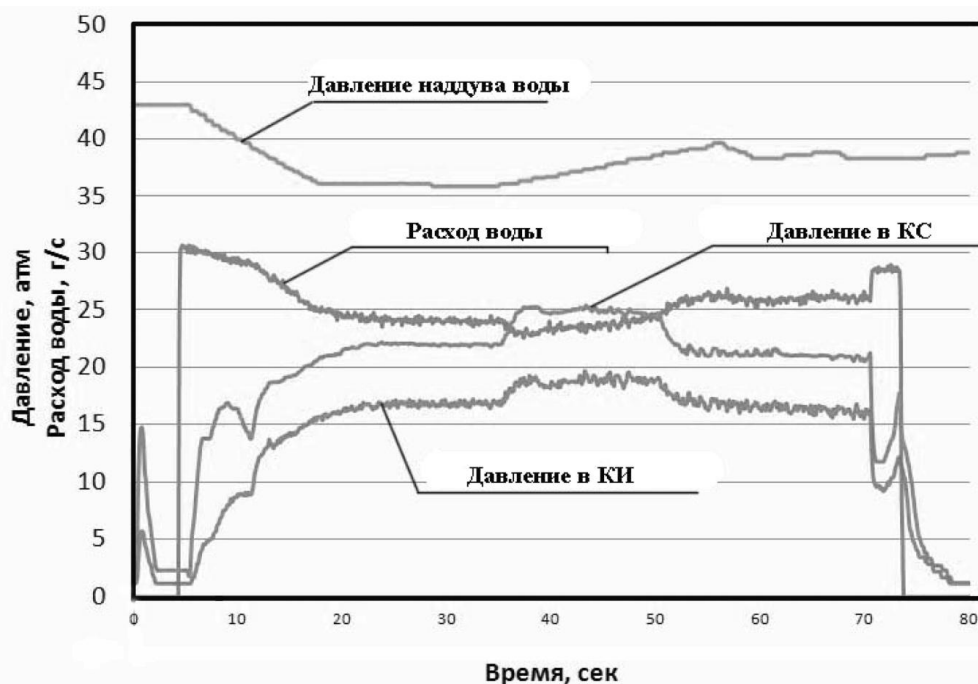


Рис. 9. Изменение расхода охлаждающей воды и давлений в камере испарения H₂/O₂-парогенератора тепловой мощностью до 200 кВт во время многорежимного испытания

Fig. 9. Changes in the cooling water flow rate and pressure in the evaporation chamber of the H₂ / O₂ steam generator with a thermal power of up to 200 kW during a multi-mode test

По результатам проведенных испытаний можно отметить, что повышение температуры генерируемого пара привело к увеличению полноты сгорания на 0,7-1,1 %. В ходе испытания № 4 работа парогенератора происходила на 3 различных режимах, при этом разработанная АСУ обеспечила требуемую регулировку расходов подаваемых компонентов.

На рис.10. приведены обобщенные результаты проведенных экспериментальных исследований, где представлена зависимость температуры пара от массовой доли воды при различных коэффициентах избытка окислителя.

Таблица 1

Результаты испытаний ВКП						
№ пуска	Средняя температура на выходе из МПГ, К.	Среднее давление в камере сгорания, МПа.	Среднее давление в камере испарения, МПа.	Средний расход воды, г/с.	Расчетная мощность на заданном режиме, кВт	Расчетный процент недогоревшего водорода, %.
1	981,3	2,68	1,92	21,3	84,3	1,61
2	980,2	2,66	1,87	21,6	84,1	1,63
	872,3	2,53	1,84	25,1	70,5	1,72
3	482,1	2,21	1,74	28,7	60,2	2,18
	796,7	2,28	1,81	24,3	83,4	1,92
4	809,5	2,22	1,68	24,2	79,5	1,73
	948,1	2,49	1,81	23,1	90,8	1,65
	762,4	2,17	1,62	26,3	75,1	1,89

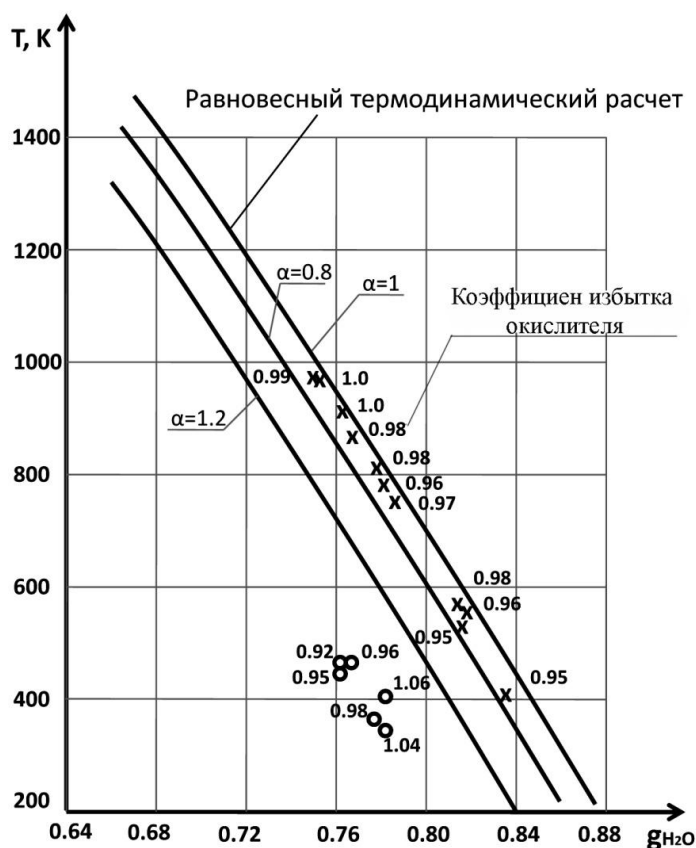


Рис. 10. Зависимость температуры пара от массовой доли воды при различных коэффициентах избытка окислителя: о – при давлении в КС до 1,5 МПа, х – при давлении в КС до 2,5 МПа
 Fig.10. The dependence of the steam temperature on the mass fraction of water at different coefficients of the oxidant excess: o – at a pressure in the CS up to 1.5 MPa, x - at a pressure in the CS up to 2.5 MPa

Выводы

Экспериментальные исследования тепловых процессов в ВКП позволило выявить ряд недостатков разработанной конструкции: низкую полноту сгорания водорода, частые прогары внутренней стенки камеры сгорания и высокую неравномерность поля температур на выходе из парогенератора. Анализ экспериментальных данных выявил основные причины, приводящие к вышеуказанным недостаткам. В результате была проведена разработка модернизированных узлов ВКП, обеспечивающих повышение эффективности его работы. В частности, создание камеры испарения с изменяемым соплом на выходе, позволило снизить количество недогоревшего водорода более чем в 4 раза.

Следует отметить, что для широкого класса автономных энергоустановок, использующих микротурбины (особенно с выхлопом в атмосферу), а также для минипарогенераторов, создаваемых для энерготехнологических применений, суммарная концентрация непрореагировавших газов на выходе из парогенератора киловаттного класса мощности может быть существенно выше, чем для парогенераторов мегаваттного класса мощности (до 3...4 % (об.)). Такие показатели уже достигнуты в созданных нами аппаратах, что, конечно, не исключает необходимости их дальнейшего совершенствования.

В ходе дальнейших исследований были проведены многорежимные испытания водородно-кислородного парогенератора тепловой мощностью до 200 кВт. Для этого была разработана автоматическая система управления, обеспечивающая работу установки на заданных режимах, вместе с этим проводилось изучение неравномерности поля температур в камере испарения. Для проведения испытаний использовались 2 типа камер испарения: с резким расширением потока и без резкого расширения потока. В первом варианте неравномерность потока являлась на 40...70 К ниже, поэтому он был использован для проведения дальнейших исследований. Характерные времена перехода с режима на режим не превышают 10 секунд, что вполне соответствует требованиям при создании автономных энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии и микротурбин.

Литература

1. Солодова Н.Л. и др. Водород-энергоноситель и реагент. Технологии его получения //

- Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. Т. 19. №. 11-12.
2. Borzenko V.I., Schastlivtsev A.I. Efficiency of steam generation in a hydrogen-oxygen steam generator of kilowatt-power class // *High Temperature*. 2018. Т. 56. №. 6. С. 927-932.
3. Schastlivtsev A.I., Borzenko V.I. Investigation of the distribution of heat fluxes in the combustion chamber of a hydrogen-oxygen steam generator // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2018. Т. 1128. №. 1. С. 012077.
4. Haidn O.J., Fröhlke K, Carl J., Weingartner S. Improved combustion efficiency of a H₂/O₂ steam generator for spinning reserve application”, *International Journal of Hydrogen Energy*. 1998 V. 23, Issue 6. pp. 491-497.
5. Schastlivtsev A.I. et al. Hydrogen-oxygen installations for the energy industry // *High Temperature*. 2020. V. 58. №. 5. pp. 733-743.
6. Schastlivtsev A.I., Borzenko V.I. Hydrogen-oxygen steam generator applications for increasing the efficiency, maneuverability and reliability of power production // *Journal of Physics: Conference Series*. – IOP Publishing, 2017. V. 891. №. 1. pp. 012213.
7. Tomarov G.V., Borzenko V.I., Shipkov A.A. Application of Hydrogen–Oxygen Steam Generators for Secondary Flash Steam Superheating at Geothermal Power Plants // *Thermal Engineering*. 2021. Т. 68. №. 1. pp. 45-53.
8. Sternfeld H.J., Heinrich P. A demonstration plant for the hydrogen/oxygen spinning reserve. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1989. V. 14. Issue 10. Pp.703-716.
9. Аминов Р.З., Портянкин А.В. Анализ компоновочных решений электролизного цеха водородной надстройки с учетом надежности и взрывопожароопасности // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2018. Т. 20. №. 5-6.

Авторы публикации

Счастливцев Алексей Иванович - к. т. н. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН)

Молотов Иван Михайлович – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН)

Борзенко Василий Игоревич - к. т. н. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН)

References

1. 1. Solodova NL. et al. Hydrogen is an energy carrier and reagent. Technologies for its production. News of higher educational institutions. PROBLEMS OF ENERGY. 2017;19:11-12.
2. Borzenko VI, Schastlivtsev AI. Efficiency of steam generation in a hydrogen-oxygen steam generator of kilowatt-power class. *High Temperature*. 2018;56(6):927-932.
3. Schastlivtsev AI, Borzenko VI. Investigation of the distribution of heat fluxes in the combustion chamber of a hydrogen-oxygen steam generator. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2018;1128(1):012077.
4. Haidn OJ, Fröhlke K, Carl J, et al. Improved combustion efficiency of a H₂/O₂ steam generator for spinning reserve application. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1989;23(6):491-497.
5. Schastlivtsev AI. et al. Hydrogen-oxygen installations for the energy industry. *High Temperature*. 2020;58(5):733-743.
6. Schastlivtsev AI, Borzenko VI. Hydrogen-oxygen steam generator applications for increasing the efficiency, maneuverability and reliability of power production. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2017;891(1):012213.
7. Tomarov GV, Borzenko VI, Shipkov AA. Application of Hydrogen–Oxygen Steam Generators for Secondary Flash Steam Superheating at Geothermal Power Plants. *Thermal Engineering*. 2021;68(1):45-53.
8. Sternfeld HJ., Heinrich P. A demonstration plant for the hydrogen/oxygen spinning reserve. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1989;14(10):703-716.
9. Aminov RZ, Portyankin AV. Analysis of layout solutions of the electrolysis shop of the hydrogen superstructure taking into account reliability and explosion and fire hazard. News of higher educational institutions. PROBLEMS OF ENERGY. 2018;20:5-6.

Authors of the publication

Alexey I. Schastlivtsev – Joint Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences.

Ivan M. Molotov – Joint Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences.

Vasily I. Borzenko – Joint Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences.

Получено

30 марта 2021г.

Отредактировано

06 апреля 2021г.

Принято

08 апреля 2021г.

**РАЗРАБОТКИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ВОДОРОДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ В НАЦИОНАЛЬНОМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ ЦЕНТРЕ
«КУРЧАТОВСКИЙ ИНСТИТУТ»**

**В.Н. Фатеев, В.И. Порембский, С.А. Григорьев, И.Е. Баранов, С.В. Островский, С.В.
Коробцев, В.П. Денисенко, И.И. Николаев, И.А. Кириллов, С.А. Демкин, Р.В.
Смирнов**

**Национальный Исследовательский Центр «Курчатовский Институт»,
г. Москва, Россия
iv3000@mail.ru**

Резюме: В данной публикации представлен краткий обзор материалов разработок по перспективным направлениям водородной энергетики и водородным технологиям, выполненных учеными и специалистами в Национальном исследовательском центре «Курчатовский Институт», в частности:

– плазменных, плазмохимических, пучковых технологий, технологии водородной энергетики для обеспечения экологической безопасности и защиты окружающей среды, включая:

– методы и технологии на основе плазмохимических процессов для переработки и синтеза органических соединений, моделирование плазменных и плазмохимических процессов,

– разработки плазменно-расплавной технологий газификации твёрдого органического сырья,

– разработки плазмотронного комплекса переработки отходов;

– элементы водородной (атомно-водородной) энергетики, в том числе – плазменные, обеспечивающие повышение энергетической эффективности и экологическую безопасность в энергетике (в том числе – возобновляемой) на транспорте;

– плазмо-каталитических систем конверсии органических топлив;

– топливных элементов и электролизеров с твердым полимерным электролитом;

– мембранных и мембранно-каталитических систем получения и очистки водорода;

– наноструктурных электрокатализаторов;

– обеспечения водородной безопасности.

Курчатовский институт является основоположником и безусловным лидером и координатором исследований и разработок в нашей стране по ряду ключевых направлений водородной энергетики.

Ключевые слова: водородная энергетика; водородная безопасность; плазмохимия; топливные элементы; электролиз.

Для цитирования: Фатеев В.Н., Порембский В.И., С.А.Григорьев, Баранов И.Е., Островский С.А., Коробцев С.В., Денисенко В.П., Николаев И.И., Кириллов И.А., Демкин С.А. Разработки и исследования водородных энергетических систем в Национальном Исследовательском Центре «Курчатовский институт» // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С.128-148. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-128-148.

**DEVELOPMENT AND RESEARCH OF HYDROGEN ENERGY SYSTEMS AT
THE NATIONAL RESEARCH CENTER "KURCHATOV INSTITUTE»**

**VN. Fateev, VI. Porembsky, SA. Grigoriev, IE. Baranov, SV. Ostrovsky,
SV. Korobtsev, VP. Denisenko, II. Nikolaev, IA. Kirillov, SA. Demkin, RV. Smirnov**

**National Research Center "Kurchatov Institute",
Moscow, Russia**

Abstract: This publication provides a brief overview of the materials of developments in

promising areas of hydrogen energy and hydrogen technologies carried out by scientists and specialists at the National Research Center "Kurchatov Institute", in particular: - plasma, plasma-chemical, beam technologies, hydrogen energy technologies to ensure environmental safety and environmental protection, including:

- methods and technologies based on plasma-chemical processes for the processing and synthesis of organic compounds, modeling of plasma and plasma-chemical processes;
- development of plasma-melt technologies for gasification of solid organic raw materials, • development of a plasmatron complex for waste processing;
- elements of hydrogen (atomic-hydrogen) energy, including plasma ones, which ensure an increase in energy efficiency and environmental safety in energy (including renewable energy) in transport; • plasma catalytic systems for the conversion of organic fuels;
- fuel cells and electrolytic cells with solid polymer electrolyte; • membrane and membrane catalytic systems for hydrogen production and purification;
- nanostructured electrocatalysts;
- ensuring hydrogen safety.

The Kurchatov Institute is the founder and undisputed leader and coordinator of research and development in our country in a number of key areas of hydrogen energy.

Keywords: hydrogen energy, hydrogen safety, plasma chemistry, fuel cells, electrolysis.

For citation: Fateev VI, Porembsky SA, Grigorev IE, Baranov SA, Ostrovsky SV, Korobtsev VP, Denisenko VN, Nikolaev II, Kirillov IA, Demkin SA, Smirnov RV. Research and development of hydrogen energy systems at the National Research Center «Kurchatov Institute». *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2):128-148. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-128-148.

Введение

Актуальность вопросов водородной энергетики как научных основ природоподобных технологий обусловлена общепризнанной необходимостью перехода к экологически чистой энергетике, где экологически чистый энергоноситель – водород – должен занять особое место[1-3]. Высокая энергоемкость водорода и возможность реализации энергоустановок на его основе с КПД более 60% наравне с высокой экологической чистотой являются основными факторами, определяющими интенсивность развития данного направления. Исследования и разработки в этой области ведутся в подавляющем большинстве стран, но особое внимание им в последние годы уделялось в Европе, США, Японии, Китае и других индустриально развитых странах с высоким уровнем научно-исследовательского потенциала.

СССР был одним из лидеров в области водородной энергетики, но возникшие проблемы экономического характера затормозили развитие работ в данной области. Однако в последнее время ситуация изменилась. По поручению Правительства Министерство энергетики Российской Федерации готовит программу работ в области водородной энергетики с привлечением ведущих ученых и специалистов. Существенный интерес к данному направлению проявляют такие крупнейшие компании РФ, как ГК «Росатом», ПАО «Газпром», ПАО «РусГидро» и другие. При этом развитие работ по водородной энергетике предусматривает тесное сотрудничество с зарубежными компаниями и научно-исследовательскими организациями. НИЦ «Курчатовский институт» (далее *Центр*) является координатором работ по широкому ряду направлений водородной энергетики, его партнеры – институты РАН, Ядерные центры РФ, ВУЗы, участники международных исследовательских программ.

В Курчатовском институте в 1978 года было создано специальное подразделение - Институт водородной энергетики и плазменных технологий. Начиная с этого времени Курчатовский институт является основоположником и безусловным лидером и координатором исследований и разработок в нашей стране по ряду ключевых направлений водородной энергетики, в частности:

- плазменных, плазмохимических, пучковых технологии, технологии водородной энергетики для обеспечения экологической безопасности и защиты окружающей среды, включая:

- методы и технологии на основе плазмохимических процессов для переработки и синтеза органических соединений, моделирование плазменных и плазмохимических процессов,

- разработки плазменно-расплавной технологий газификации твёрдого органического сырья,
- разработки плазмотронного комплекса переработки отходов;
- элементы водородной (атомно-водородной) энергетики, в том числе – плазменные, обеспечивающие повышение энергетической эффективности и экологическую безопасность в энергетике (в том числе – возобновляемой) на транспорте;
- плазмо-каталитических систем конверсии органических топлив;
- топливных элементов и электролизеров с твердым полимерным электролитом;
- мембранных и мембранно-каталитических систем получения и очистки водорода;
- наноструктурных электрокатализаторов;
- обеспечения водородной безопасности.

В данной публикации представлен краткий обзор материалов разработок по перспективным направлениям водородной энергетики и водородным технологиям, выполненных учеными и специалистами Центра.

Плазменные и плазменно-каталитические технологии переработки углеводородов с получением водорода

Плазменные и плазменно-каталитические технологии переработки углеводородов с получением водорода включают:

- Окислительная конверсия (парциальное окисление) природного газа и других углеводородов. Плазменно-каталитическая технология производства водорода в процессах окислительной конверсии природного газа и других углеводородов.

- Окислительная конверсия (паровая и уголекислотная конверсия) природного газа. Плазменно-мембранная технология получения водорода и синтез газа в процессах парового и уголекислотного риформинга природного газа.

- Пиролиз природного газа (метана). Плазменно-каталитическая технология пиролиза природного газа для производства водорода в составе атомно-водородного комплекса на основе ВТГР или солнечной энергетической установки.

Использование эндотермического процесса разложения природного газа на водород и углерод представляет большой интерес для крупнотоннажного производства водорода за счёт тепловой энергии от таких источников как высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы (ВТГР) [4-6] или гелиотермальные системы. Процесс обеспечивает высокую (близкую 100%) степень конверсии углеводородов уже при сравнительно невысоких рабочих температурах (600°C – 1000°C) и позволяет получать водород фактически в одну стадию. Кроме того, в этом случае значительно легче предотвратить поступление парниковых газов в атмосферу, поскольку образующийся при пиролизе углерод не только проще выделить и захоронить по сравнению с уголекислым газом, получающимся в процессах конверсии, но и можно эффективно использовать при производстве новых материалов.

На практике реализации глубокого разложения исходного сырья и достижению высокого выхода целевого продукта при температурах в интересующем нас диапазоне препятствуют кинетические ограничения. При этом в отличие от парового риформинга или парокислородной конверсии [7], использование для ускорения процесса традиционного гетерогенного катализатора в условиях интенсивного образования углерода оказывается невозможным. Для преодоления указанной проблемы в конце 1990-х и 2000-х годах в Центре выполнялся цикл пионерских исследований, в результате которых было установлено, что ускорение процесса термического разложения, как метана, так и других углеводородов, входящих в состав природного газа, можно эффективно осуществить в плазме микроволновых разрядов. [8-12] Образующиеся в газе под воздействием плазмы заряженные углеродные кластеры служат активными центрами для осуществления процессов пиролиза и образования частиц углерода большего размера. Наиболее важным обстоятельством при этом является тот факт, что разложение метана идёт почти целиком за счёт тепловой энергии нагретого газа. Расход плазменной энергии относительно невелик. Плазма выступает в роли, сходной с ролью традиционного катализатора (эффект плазменного катализа), не обладая при этом такими его недостатками, как науглероживание поверхности, отравление и механический износ.

К настоящему времени по тематике плазменная конверсия углеводородных топлив в синтез-газ были разработаны несколько демонстрационных образцов, в частности был создан 6 кВт плазменный риформер жидкого моторного топлива в синтез-газ на основе плазмотрона со стационарным СВЧ-разрядом факельного типа со следующими характеристиками: производительность – до 20 м³ синтез-газа в час; содержание синтез газа

в продуктах процесса в объемных процентах – до 43; диапазон расходов реагентов: до 7,2 кг керосина в час; до 40 м³ воздуха в час.

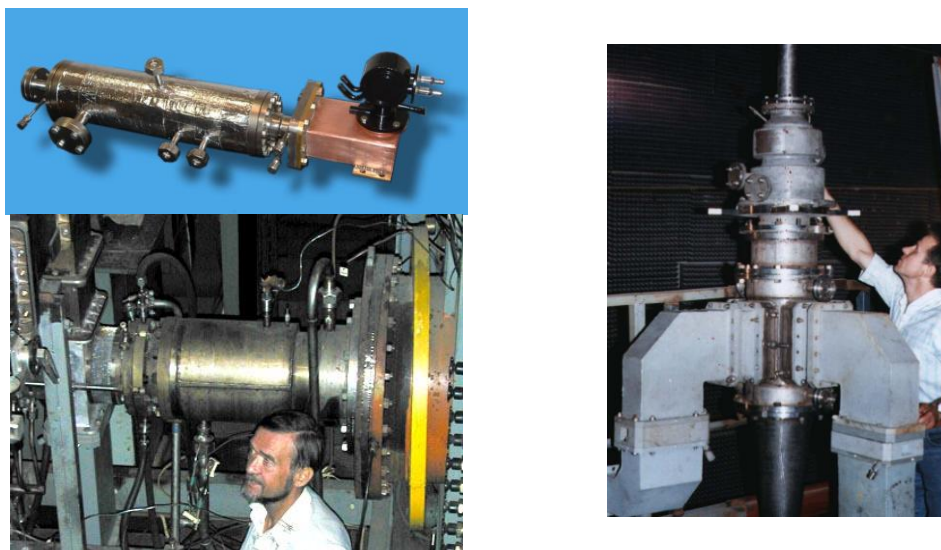


Рис. 1. СВЧ-плазмотроны различной мощности для переработки углеводородов
Fig. 1. Microwave plasma torches of various capacities for hydrocarbon processing

Создан демонстрационный плазменный риформер метана в синтез-газ. Плазмотрон основан на разряде типа «Микроволновая свеча» и конструктивно совмещен с рекуператором тепловой энергии. Проведены ресурсные испытания стабильности работы риформера.



Рис. 2. Фотографии демонстрационного образца плазменного риформера метана
Fig. 2. Photos of a demonstration sample of a methane plasma reformer

Основные параметры демонстрационного образца (рис. 2): производительность по синтез-газу 2,4 – 7 м³ синтез-газа в час; содержание синтез-газа в продуктах процесса в объемных процентах: водород – 30%; оксид углерода – 15 %; время запуска из дежурного режима 10 сек, время запуска из режима хранения 1 минута; потребление электроэнергии от сети (220В; 50 Гц) 700 - 1100 Вт; диапазон расходов реагентов: 0,55 – 3,4 м³ метана в час; 1,6 – 9,65 м³ воздуха в час.

Технико-экономическое сравнение традиционного каталитического метода [7] и плазменно-каталитического подхода [8-12] показало, что последний имеет преимущества в указанном диапазоне расходов.

Плазменно-мембранная технология получения водорода из сероводорода

Плазменно-мембранная технология получения водорода из сероводорода состоит в получении водорода в процессе плазмохимической диссоциации сероводорода.

Используемая в настоящее время технология переработки сероводорода, основанная на методе Клауса, конвертирует H₂S в серу и воду, т.е. фактически сводится к его неполному сжиганию. Новая (базовая) плазменно-мембранная технология, разработанная в Центре, позволяет переработать сероводород с получением в качестве товарного продукта не только серы, но и водорода, ценного энергетического и химического сырья, который в свою очередь может быть использован, в частности, для гидроочистки сырой нефти и нефтепродуктов от серы. В неравновесной плазме происходит эффективное разложение сероводорода на водород и серу. При необходимости, разделение газовых потоков может

быть произведено с использованием мембранного оборудования. Плазменный процесс разложения H_2S вначале был всесторонне исследован на уровне НИР как экспериментально, так и теоретически в целом ряде разрядов (микроволновом, радиочастотном, низкочастотном и дуговом) в широком диапазоне плазменных параметров. Опытная установка с производительностью 50 м^3 сероводорода в час была испытана на Дрогобычском нефтеперерабатывающем заводе. Затем, было осуществлено масштабирование как собственно процесса плазменной диссоциации сероводорода, так и всех ключевых стадий (сбор серы, мембранное выделение водорода, финишная очистка водорода), входящих в состав технологии, вплоть до уровня мощности 1 МВт, что соответствует переработке $1000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ H_2S (опытно-технологический цех на Оренбургском газоперерабатывающем заводе – ОГПЗ).

Плазменная переработка отходов

Плазменная переработка отходов заключается в получении водорода в процессе газификации углеродсодержащего топлива (сырья). Плазменно-расплавная технология переработки в водород твердого и жидкого углеродсодержащего сырья, в том числе промышленных и бытовых отходов (Рис. 3-4).

Основные стадии процесса плазменной переработки отходов: пиролиз углеводородов с образованием водорода; растворение углерода в расплаве; химическое растворение кислорода в расплаве; восстановление оксидов металла углеродом с образованием CO [13,14].

Достоинства: высокая удельная производительность; возможность производства чистого синтез газа/водородасвязывание серы и других вредных веществ; отсутствие проблем с твердым остатком; переработка любых углеводородных отходов.



Рис. 3. Установка по плазменно-расплавной переработке отходов и отбор пробы металла из расплава

Fig. 3. Plasma-melt waste treatment plant and metal sampling from the melt



Рис. 4. Проект мобильного варианта плазменной установки производительностью до 100 кг/ч

Fig. 4. Design of a mobile version of a plasma plant with a capacity of up to 100 kg / h

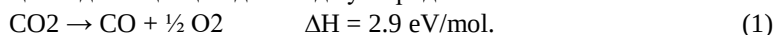
Созданы основы технологий получения химической продукции при переработке (газификации) различных типов углеродсодержащего сырья (техногенные отходы, промышленные и попутные газы, нефтяные отходы, гудроны, мазут, угольные отходы и т.д.). Получаемый синтез-газ может быть конвертирован в различные химические продукты, в том числе моторные топлива, ценные концентраты ароматических

углеводородов, метанол. Лабораторная установка получения синтез-газа с использованием расплава металла имеет производительность по исходному сырью до 0,5 кг/час (в угольном эквиваленте). Разработан проект ТЗ на опытный образец блока газификации углеродсодержащего сырья на основе расплава железа производительностью по исходному сырью - до 360 кг/час (в угольном эквиваленте). Выход производимого синтез газа до 1000 м³/час.

Двухстадийный углекислотный цикл производства водорода

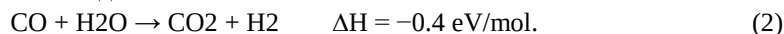
Двухстадийный углекислотный цикл производства водорода включает плазменно-мембранную технологию получения водорода из воды.

Основы теории процесса диссоциации диоксида углерода



в неравновесном разряде были разработаны НИЦ «Курчатовский институт».

С помощью содержащегося в плазме монооксида углерода можно получить водород, без затрат дополнительной энергии, путём традиционного каталитического процесса - реакции термokatалитического сдвига:



Комбинация реакций (1) и (2) вместе с рециркуляцией CO₂ приводит к двухступенчатому циклу выделения водорода из воды, что представляет особый интерес в концепции атомно-водородной энергетики. Эта концепция предполагает, в том числе использование дешёвой электроэнергии в провальные (ночные) часы.

Процесс диссоциации диоксида углерода в СВЧ-разряде изучался как в лабораторных установках ($f = 2,45$ ГГц, $W = 1 - 2$ кВт), так и в крупномасштабных демонстрационных установках ($f = 0,9$ ГГц, мощность W до 50 - 100 кВт).

Наивысшая энергетическая эффективность диссоциации CO₂ была продемонстрирована специалистами Центра в неравновесной микроволновой плазме при умеренных давлениях 50-200 Торр. При реализации процесса в дозвуковом потоке энергетическая эффективность достигала 80%; а в сверхзвуковом потоке газа эффективность использования энергии достигала 90 %.

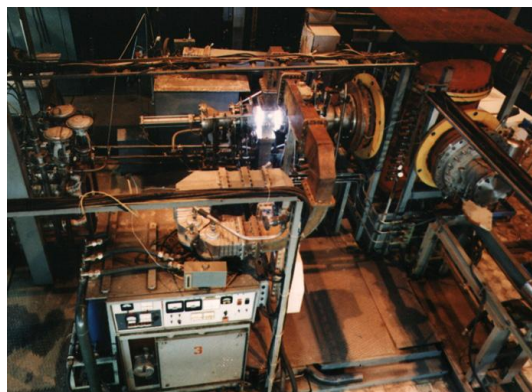


Рис. 5. Эксперименты поддиссоциации CO₂ проводилимые на СВЧ-установке (СВЧ мощность до 100 кВт)

Fig. 5. Experiments of CO₂ subdissociation were carried out on a microwave installation (MICROWAVE power up to 100 kW)

Хранение водорода в микрокапиллярах

Хранение газообразного водорода под давлением с рекордными весовыми и объёмными характеристиками. Технология хранения водорода при высоких давлениях в капиллярных емкостях из высокопрочных сортов стекла и кварца, которая является практической альтернативой баллонам из стали и композитных материалов для хранения водорода и других газов. Мультикапиллярные системы хранения, способные безопасно хранить сжатый водород с весовым и объёмным содержанием водорода не менее 15% и 45 г/л и метана – не менее 60% и 300 г/л соответственно.

В Центре разработана технология и созданы экспериментальные образцы системы хранения газов (водорода) при сверхвысоких давлениях с рекордным удельным объёмным и весовым содержанием газа по сравнению с существующими технологиями [15-17]. К настоящему времени достигнуты следующие параметры образцов:

- весовое содержание водорода в капиллярах - 12%;
- объёмное содержание водорода в капиллярах – 65 г/л;
- внутреннее давление водорода в капилляре – до 2400 атм.

Капиллярные емкости из высокопрочных сортов стекла и кварца являются практической альтернативой баллонам из стали и композитных материалов для хранения водорода высокого давления, в особенности при их умеренном охлаждении.

Преимущества капиллярных емкостей обусловлены тем, что:

- в тонких капиллярах прочность стекла приближается к теоретической, которая в несколько раз выше прочности стали;
- стекло химически инертно по отношению к водороду;
- объем хранящегося водорода может быть разбит на множество мелких объемов, соответствующее числу капилляров в системе, что уменьшает вероятность мгновенного выброса большого количества газа при аварийном разрушении части емкости и тем самым делает хранение газа более безопасным;
- при понижении температуры прочность стекла и плотность водорода (при заданном давлении) растут, а проницаемость стенок для водорода падает, что способствует ещё более эффективному хранению водорода.

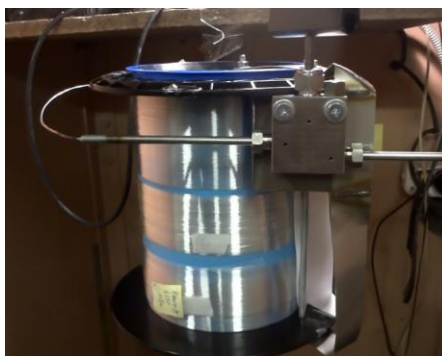


Рис. 6. Капиллярный модуль на испытательном стенде

Fig. 6. Capillary module on the test bench

Применение данной технологии возможно в экологически чистых транспортных средствах, мобильной электронике, беспилотных летательных аппаратах, автономных системах жизнеобеспечения, а также при транспортировке водорода на большие расстояния.

Применение данных систем для хранения топливных газов в наземном и водном транспорте позволит снизить его вредное воздействие на окружающую среду. Может быть повышен пробег автомобилей без дозаправки топливом при объёмах и весе газообразного топлива, сравнимых с таковыми для традиционного топлива (бензина, дизельного топлива). Их использование, вместе с топливными элементами, в мобильной электронике, малых беспилотных летательных аппаратах позволит в несколько раз увеличить время их полёта без подзарядки по сравнению с традиционными литий-ионными батареями.

Водородная безопасность

Работы по водородной безопасности включают разработку пассивных каталитических рекомбинаторов водорода, экспериментальные и расчетно-теоретические исследования в обоснование норм и правил водородной безопасности [18-29].

Для того чтобы сформировать и развивать водородную энергетику в качестве технологически эффективной и конкурентоспособной части будущего без- или мало-углеродного экономического уклада, необходимо преодолеть большое число препятствий, связанных не только со зрелостью и доступностью технологий, их экономической эффективностью, но и с планируемым (целевым) уровнем безопасности водородной энергетики [18-29].

Даже при решении большинства технологических и экономических проблем, скорость промышленного и коммерческого освоения научно-технических разработок в области водородной энергетики может лимитироваться:

- уровнем комплексного обеспечения безопасности технологических систем, объектов и сетей водородной энергетики на всем жизненном цикле (от проектирования до вывода из эксплуатации);
- качеством и уровнем норм и стандартов как для самих водородных технологий и технических систем, так и для систем безопасности.

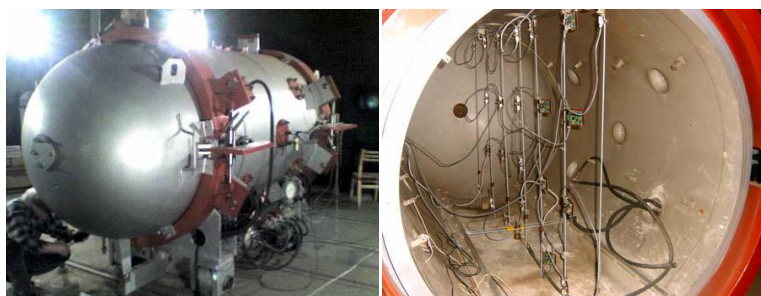
В конце 1980-х – начале 1990-ых годов были проведены исследования и разработки, направленные на обеспечение водородной взрывобезопасности защитных оболочек АЭС с

ВВЭР в условиях тяжелой (запроектной) аварии. В Центре были предложены следующие инновации для контролируемой беспламенной рекомбинации водорода:

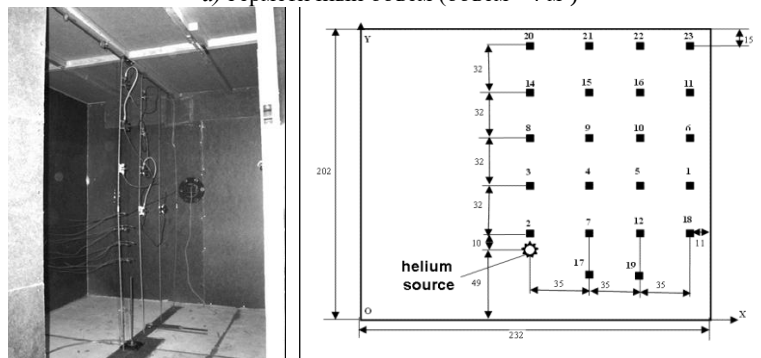
- высокопористые ячеистые материалы (ВПЯМ) в качестве носителя катализатора для рекомбинаторов водорода на основе «каминного эффекта»;
- магнетронное напыление катализаторов на поверхность ВПЯМ.

Для обоснования и уточнения норм и правил водородной пожаро- и взрывобезопасности исследовались:

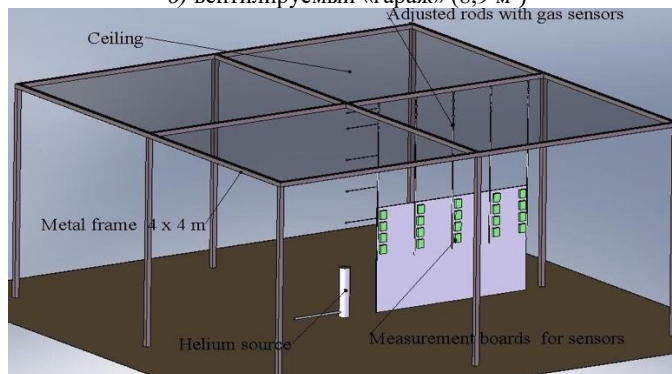
- феноменология и количественные характеристики струйных и шлейфовых истечений водорода в замкнутое и полуограниченное пространство;
- влияние химически активных добавок (монооксид углерода, озон, перекись водорода) на чувствительность к детонации паро-водородо-воздушных смесей в условиях тяжелой аварии на АЭС;
- особенности формирования детонационных волн на градиенте периода индукции (механизм Зельдовича).



а) герметичный объем (объем - 4 м³)



б) вентилируемый «гараж» (8,9 м³)



в) «навес» (объем - 33,8 м³, площадь «потолка» - 4,4 м²)

Рис.7. Стенды для исследования струйного и шлейфового истечения водорода в замкнутое (а и б) и полуограниченное пространство (в)

Fig. 7. Stands for studying the jet and plume outflow of hydrogen into a closed (a and b) and semi-bounded space (v)

Центр совместно с рядом организаций участвует в проекте «Комплексное обеспечение функционирования и безопасности водородной энергетики». В рамках проекта проводятся исследования по следующим направлениям:

- экспериментальное обеспечение (первичные экспериментальные данные по опасным факторам горения и взрыва водорода в аварийных условиях);

- расчетное обеспечение (модели опасных явлений, значимых технологических объектов и процессов, программное обеспечение по газодинамическим и прочностным расчетам различных гипотетических сценариев аварий);
- аналитическое обеспечение (концептуальные подходы, модели аварий, научные методы и инженерные методики и реализующие их программные средства (ПС), предназначенные анализа и проектирования безопасности, и лучшие эмпирические практики обеспечения водородной безопасности;
- нормативное обеспечение (технические нормативные документы - государственные и отраслевые стандарты, своды правил, руководства по безопасности);
- аппаратное обеспечение (технические системы и средства водородной пожаро- и взрывозащиты - системы мониторинга взрывоопасных смесей, системы беспламенного удаления водорода (пассивные каталитические рекомбинаторы водорода (ПКРВ)), системы инертизации объектов и устройств инертными газами, химическими флегматизаторами, водяным паром, системы вентиляции, системы вентилирования взрывов и т.д.;
- информационно-коммуникационное обеспечение (электронные сети и протоколы для мониторинга, контроля и управления технологическими процессами и системами защиты как на уровне отдельных установок и объектов, так и водородных сетей, взаимодействующих с системами электроснабжения, транспорта и т.д.);
- организационное обеспечение (методические документы и мероприятия, направленные на создание и поддержания культуры безопасности как на промышленных объектах, так и у массового пользователя водорода как коммерческого продукта).

В настоящее время проводятся исследования процессов горения водород-содержащих газовых смесей, в частности исследуются морфология и динамика горения ультра-бедных паро-водородо-воздушных газовых смесей (рис. 8), понимание и точная количественная характеристика которых необходимы для обеспечения взрывобезопасности АЭС с ВВЭР, пожарной безопасности обитаемых космических аппаратов, пожарной и взрывобезопасности водородных топливных элементов и электролизеров.

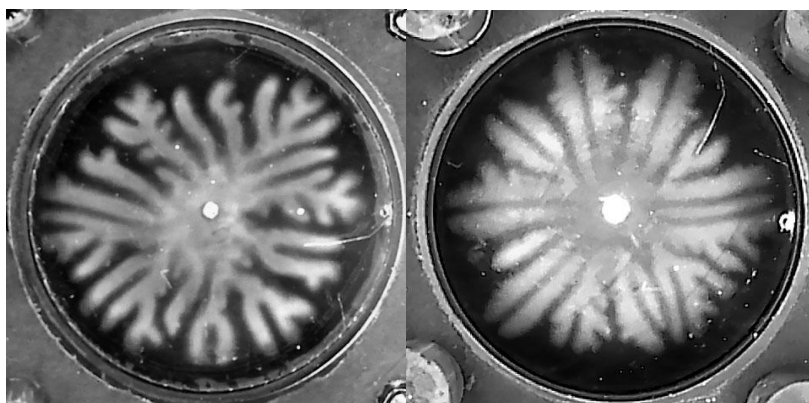


Рис. 8. Фрагментация водородного пламени в узком плоском канале

Fig. 8. Fragmentation of a hydrogen flame in a narrow flat channel

Исследуются каталитические, термохимические и газодинамические характеристики каталитических элементов – ключевых компонентов Пассивных Каталитических Рекомбинаторов Водорода (ПКРВ) для АЭС с ВВЭР.

Разрабатывается новый концептуальный подход - «риск-информированное управление безопасностью и стойкостью объектов и сетей водородной энергетики».

Предложенная концептуальная схема нацелена на достижение в ближайшее время:

- более высокого уровня безопасности водородной энергетики по сравнению с достигнутым сегодня уровнем безопасности в промышленности (в частности, в химической и газовой) и в атомной энергетике,

- конкурентоспособности и экономической эффективности водородной энергетики на основе АЭТС на формирующихся рынках «безуглеродной» энергетики, транспорта и промышленности.

Разработки электрохимических систем: водородных топливных элементов и электролизеров для получения чистого водорода.

В Центре имеется определенный задел по электрохимическим системам с твердым полимерным электролитом, в частности, выполненные ранее исследования и разработки по электрокатализаторам, мембранам, мембранно-электродным блокам, батареям

электролизеров и топливных элементов, электролизным и энергоустановкам на их основе, имеется значительный практический и теоретический опыт в результате исследований и разработок в области наноструктурных электрокатализаторов на различных типах нанокремниевых и оксидных носителях для низкотемпературных электролизеров воды и топливных элементов [30-59]. Наиболее детально рассмотрены графены и графеноподобные материалы, а также методы их модифицирования. Наряду с этим существенное внимание уделено моделированию процессов в этих электрохимических системах с целью обеспечения их пуска при низких температурах и поддержанию оптимального водного баланса в системах. Это представляет большой интерес для использования электрохимических систем аккумулирования и генерации электроэнергии в Арктическом регионе.

При разработке электрохимических систем на основе перспективных наноразмерных материалов использованы:

- результаты теоретических и экспериментальных исследований в области высокотемпературных электролизеров и топливных элементов, в частности наноструктурированных анодов;
- разработки дизайна наноструктурных катализаторов для конверсии ископаемых и возобновляемых топлив;
- результаты исследований по новым гидридообразующим материалам и их композитам с углеродными нановолокнами, что обеспечивает существенное повышение теплопроводности. Наряду с этим выполнен анализ данных по возможности использования графенов и графеноподобных материалов для очистки и аккумулирования водорода;
- применение электрохимических и каталитических технологий для смежных процессов водородного изотопного обмена и концентрирования атмосферного кислорода, что весьма актуально для решения экологических и медицинских проблем.

Создан задел в области элементной базы электрохимических систем, изготовлены и испытаны лабораторные образцы электрохимических модулей в составе лабораторных стендов.

За последние пять лет коллективом был успешно проведен ряд работ и исследований, в числе которых:

- разработка физико-химических моделей функционирования электрохимических систем с ТПЭ [40-44] и их отдельных элементов (протонообменных мембран, электрокаталитических и газодиффузионных слоев электролитических и топливных ячеек, батарей электролизеров и топливных элементов, рис.9);

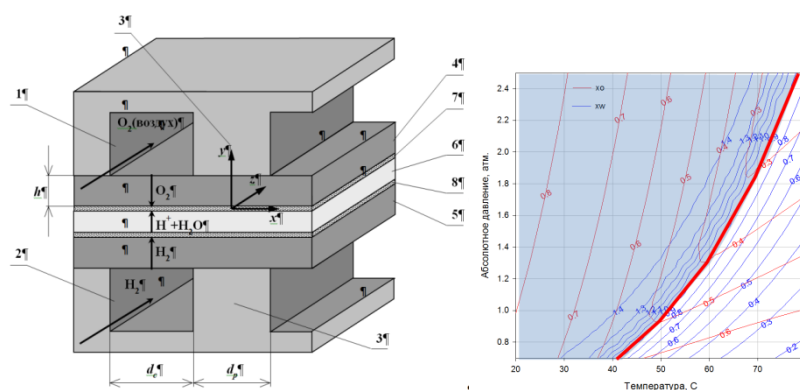


Рис. 9. Трехмерная модель обратимого топливного элемента с ТПЭ и результат расчета модели
 Fig. 9. Three-dimensional model of a reversible fuel cell with TPE and the result of the model calculation

- разработка каталитических материалов на основе модифицированных носителей для электрохимических систем с твердым полимерным электролитом;
- разработка бифункциональных топливных элементов с твердым полимерным электролитом, создание и испытание лабораторных образцов модулей;
- разработка электрохимического генератора водорода высокого давления на основе протонно-обменной мембраны.

В рамках выполненных проектов, в частности, были разработаны:

- методика синтеза наноструктурных электрокатализаторов на основе металлов платиновой группы с уменьшенным содержанием благородных металлов для электрохимических систем (рис.10);

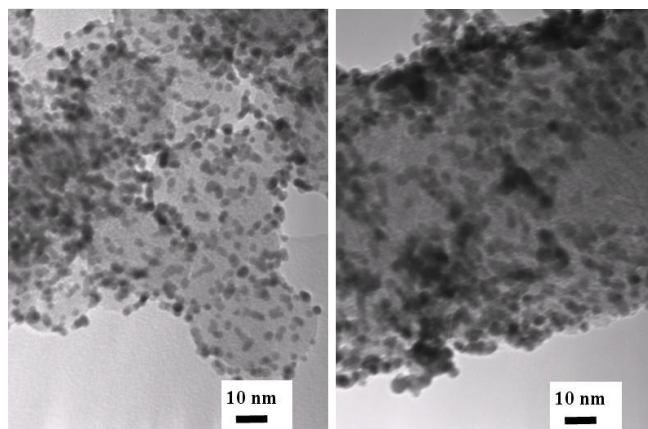


Рис. 10. Наноструктурная платина на углеродном носителе Vulcan XC-72 и графитовых нановолокнах

Fig. 10. Nanostructured platinum on a Vulcan XC-72 carbon carrier and graphite nanofibers

- метод импульсной ионной имплантации для обработки катализаторов, обеспечивающий гомогенизацию и аморфизацию поверхности катализатора, увеличение прочности связи с носителем;

- программа для оптимизации каталитических слоев топливных элементов с учетом использования модифицированных углеродных носителей;

- технология изготовления интегрированных мембранно-электродных блоков МЭБ (Рис. 11), позволяющая получать однородную и равнотолщинную структуру электрокаталитических слоев (разнотолщинность не более 5 мкм);



Рис. 11. Интегрированный семислойный мембранно-электродный блок

Fig. 11. Integrated seven-layer membrane-electrode block

На базе интегрированных МЭБ и их компонентов разработано большое количество моделей электролизеров воды различной производительности (от 1 до 10000 л водорода в час) и назначения, а также топливных элементов и энергоустановки на их основе.

Примеры электрохимических систем с ТПЭ, разработанных при участии коллектива:

- энергоустановка на основе твердополимерных топливных элементов мощностью 10 кВт для резервного и автономного энергообеспечения (рис. 12);

- опытный образец электролизной установки производительностью 10 нм³/час водорода при давлении до 13 МПа (рис.13);



Рис. 12. Энергоустановка на основе топливных элементов с ТПЭ мощностью 10 кВт

Fig. 12. Power plant based on fuel cells with a 10 kW TTPE

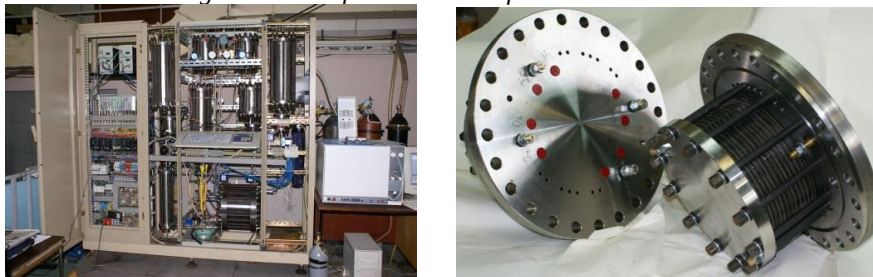


Рис. 13. Электролизная установка производительностью 10 $\text{nm}^3/\text{час}$ водорода при давлении до 13 МПа

Fig. 13. Electrolysis plant with a capacity of 10 nm^3 / hour of hydrogen at a pressure of up to 13 MPa

- силовая установка для беспилотного летательного аппарата на базе водородных топливных элементов мощностью 250 Вт (заказ Объединенной Авиастроительной Корпорации, Рис.14).



Рис. 14. Беспилотный летательный аппарат с силовой установкой на базе водородных топливных элементов мощностью 250 Вт

Fig. 14. Unmanned aerial vehicle with a power plant based on hydrogen fuel cells with a power of 250 W

- установка на основе обратимого топливного элемента мощностью 200 Вт с системой длительного хранения водорода на основе металлгидридного накопителя объемом 2,0 m^3 (потери менее 0,25 % в месяц) рис. 15).

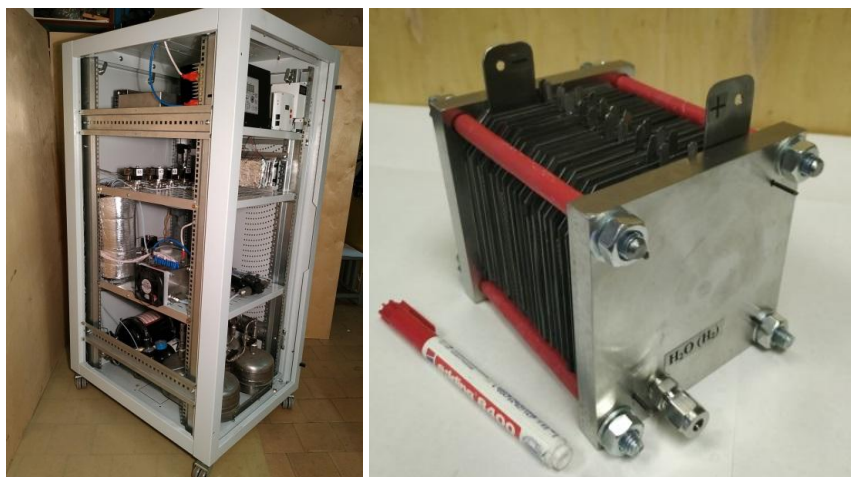


Рис. 15. Установка на основе обратимого топливного элемента мощностью 200 Вт

Fig. 15. Installation based on a reversible fuel cell with a capacity of 200 W

- создание уникальной установки для электролиза воды производительностью 10 м³/час водорода при давлении до 20 МПа с асимметрией по давлению.

Перспективные направления деятельности Центра в области электрохимической водородной энергетики

Планируемые разработки и исследования:

- наноструктурных электрокатализаторов, ионообменных мембран и мембранно-электродных блоков;
- электролизных технологий производства водорода и кислорода (системы с твердым полимерным электролитом, твердооксидные, водно-щелочные);
- химических источников тока (топливные элементы и аккумуляторы);
- электрохимических технологии получения неорганических соединений (озон, фтор, серная кислота и т.п.).

В настоящее время основные усилия направлены на разработку и исследования основных компонентов электрохимических систем с ТПЭ – наноструктурных катализаторов/электрокатализаторов и мембранно-электродных блоков на их основе (проекты РФФИ, РНФ) (Рис. 16-17).

Основные объекты исследований:

- высокоэффективные электрокатализаторы и электродные материалы на основе наноразмерных (3-6 нм) частиц металлов платиновой группы, в том числе на наноуглеродных носителях; смешанные оксиды и соли типа $Ru_xIr_ySn_zO_2$, $LiFe(PO_4)$;
- наноструктурные углеродные электродные материалы, включая нановолокна, нанотрубки и фуллерены; композиты типа Si-C₄;
- физические и химические методы синтеза электрокатализаторов и электродных материалов;

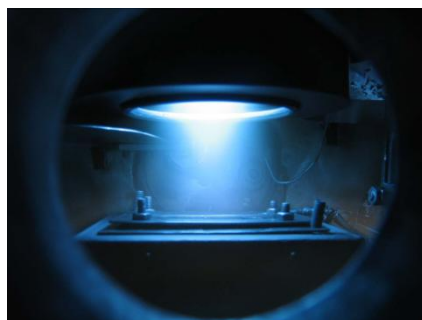


Рис. 16. Магнетронное получение наноструктурных электрокатализаторов

16. Magnetron production of nanostructured electrocatalysts

- твердые электролиты, мембраны и диафрагмы для электрохимических процессов;

- защитные и каталитические покрытия;

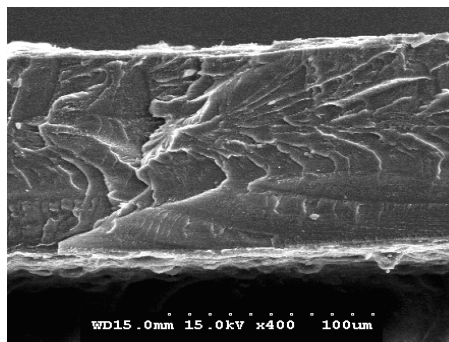


Рис. 17. Наноструктурированные электрокаталитические слои
(подложка – мембрана Nafion 117)

Fig. 17. Nanostructured electrocatalytic layers (Nafion 117 membrane substrate)

- материалы для высокотемпературных электрохимических систем на основе диоксида циркония.

Планируется продолжить разработки нового поколения электролизеров с ТПЭ, в том числе, высокого давления, с улучшенными характеристиками (давление до 30 МПа, чистота водорода > 99,99%, энергозатраты 3,8-4,3 кВт·час/м³), разработки электрохимических технологий получения неорганических соединений (О₃, F₂, H₂SO₄ и др.), топливных элементов различного назначения.

Технологические и научные возможности НИЦ «Курчатовский Институт», научная кооперация

Центр обладает материально-технической базой и необходимым оборудованием для выполнения работ с обеспечением заданных показателей качества. В распоряжении Центра находятся анализаторы поверхности и размеров пор, приборы для проведения электрохимических исследований, технологический комплекс для формирования дисперсных наноструктурных электрокаталитических и компактных защитных покрытий методом магнетронно-ионного напыления и ионной имплантации и другое оборудование. Активно используется парк уникального оборудования Центра коллективного пользования «Курчатовский центр синхротронного излучения и нанотехнологий», включая различные типы электронных и оптических микроскопов, спектрометров, приборы для элементного анализа.

Членами научного коллектива Центра по тематике водородной энергетики опубликованы более 300 печатных работ и оформлены более 50 патентов, свидетельств на программы для ЭВМ и ноу-хау. Ежегодно представляются доклады на ведущих международных и Российских конференциях и семинарах.

Сотрудники Центра успешно совмещают научно-исследовательскую работу с преподавательской деятельностью и являются профессорами высших учебных заведений, в частности, МЭИ и МФТИ.

Ежегодно в НИЦ «Курчатовский институт» проходят практику и выполняют дипломные работы студенты МЭИ, РХТУ и МФТИ.

НИЦ «Курчатовский институт» ведет совместные исследования и разработки более чем с 10 зарубежными университетами, научно-исследовательскими центрами и компаниями Европы, Азии и Южной Африки, среди которых:

- Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching, Германия;
- Китайская академия Инженерной физики;
- Пражский Технический университет, Чехия;
- Международное Партнерство по Водородной Экономике (IPHE);
- Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Германия;
- Université Paris-Sud u University of Poitiers, Франция;
- Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der Angewandten Forschung e.V., Германия;
- Istituto di Tecnologie Avanzate per l'Energia "Nicola Giordano" (ITAЕ), Италия;
- Linköping University, Швеция;
- Warsaw University of Technology, Польша;
- North-West University ЮАР.

Заключение

Сегодня технологии водородной энергетики становятся крайне востребованными в связи с ренессансом атомно-водородной энергетики, основой которой является производство водорода с использованием энергии АЭС, и широким развитием возобновляемой энергетики, требующей высокоэффективных систем хранения энергии. Наблюдается устойчивая тенденция к переходу от углеводородной энергетики к экологически чистой водородной энергетике, в рамках которой водород – универсальный энергоноситель – становится неотъемлемой частью развития современного общества.

НИЦ «Курчатовский институт» ведет разработки ключевых систем водородной энергетики, позволяющих производить водород, хранить его и использовать с высокой эффективностью.

Литература

1. Русанов В.Д., Фридман А.А., Шолин Г.В. Физика химически активной плазмы. М.: Наука, 1984. 414 с.
2. Пономарев-Степной Н.Н., Столяревский А.Я. Атомно-водородная энергетика. Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2004. № 3(11). С.5-10.
3. Семинар Водородная энергетика НИЦ Курчатовский Институт http://www.nrcki.ru/product/press-nrcki/press-nrcki--37166.shtml?g_show=32038.
4. Столяревский А.Я. Ядерно-технологические комплексы на основе высокотемпературных реакторов. М.: Энергоатомиздат. 1988.
5. Митенков Ф.М., Кодочигов Н.Г., Васяев А.В., Головкин В.Ф., Пономарев-Степной Н.Н., Кухаркин Н.Е., Столяревский А.Я. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор – энергоисточник для промышленного производства водорода // Атомная энергия. 2004. № 11.
6. Столяревский А.Я. Технология получения синтез-газа для водородной энергетики // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2005. № 2(22). С. 26-32.
7. Астановский Д.Л., Астановский Л.З. Энергосберегающее компактное производство водорода // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2003. №4. С.7-11.
8. Русанов В.Д., Этьеван К., Бабарицкий А.И. и др. Эффект плазменного катализа на примере диссоциации метана на водород и углерод. ДАН, 1997. Т.354. №2. С. 213-215.
9. Потехин С.В., Потанкин Б.В., Деминский М.А. и др. Эффект плазменного катализа при разложении метана. ХВЭ, 1997. Т.33. №1. С.59-66.
10. Русанов В.Д., Бабарицкий А.И., Герасимов Е.Н., и др. Энергия электронов в импульсном псевдокоронном микроволновом разряде в процессе плазменного катализа. ДАН, 1999. Т.366. №3. С.323.
11. Бабарицкий А.И., Герасимов Е.Н., Демкин С.А., и др. Импульсно-периодический СВЧ-разряд как катализатор химической реакции. ЖТФ. 2000. Т.70. №.11. С. 36-41.
12. Бабарицкий А.И., Баранов И.Е., Демкин С.А., и др. Плазменный катализ процессов конверсии углеводородов. ХВЭ, 1999. Т.33. № 6. С.458-463.
13. Кротов М.Ф., Бабарицкий А.И., Бибииков М.Б., и др. Способ переработки углеродсодержащего сырья в реакторе с расплавом металла Патент на изобретение RU2630118С. 2017.
14. Бабарицкий А.И., Бибииков М.Б., Деминский М.А., и др. Экспериментальное исследование газификации гудрона в расплаве металла при циклической подаче в реактор углеродсодержащего сырья и окислителя Химия Высоких Энергий. 2017. Т. 51. № 2.
15. Чабак А.Ф. Аккумулятор водорода // Патент РФ RU 2376522 С1.
16. Чабак А.Ф., Ульянов А.И. Проблемы хранения и использования водорода // Вестник машиностроения. 2007. № 4. С. 48-52
17. Алексеева О.К., Козлов С.И., Самсонов Р.О., и др. Системы хранения водорода // «Транспорт на альтернативном топливе». 2009. № 5(11). С.72-79.
18. Баронов Г.С., Калинин А.А., Русанов В.Д. и др. Высокоэффективные дожигатели водорода на основе активированных пористых ячеистых материалов. 4 Ежегодная Научно-Техническая Конференция Ядерного Общества, Июнь 28 – Июль 2. 1993, Нижний Новгород.
19. Денисенко В.П., Кириллов И.А., Мелихов А.С., и др. Экспериментальное исследование морфологии ультра-бедных водородо-воздушных пламен в горизонтальном узком канале, Атомная энергия, 2021.

20. Кириллов И.А., Симоненко В.А., Харитонов Н.Л. Проблемы нормативного, экспериментального и расчетно-теоретического обеспечения безопасности водородной энергетики, Российские нанотехнологии, 2020. Т.15. №3. С.402-414.
21. Denisenko VP, Kirillov IA, Korobtsev SV, et al. Analysis of the Interaction between Jet and Plume Flows of a Light Gas with an Extended Ceiling Based on the Results of Experimental Studies. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards.: 21-26 April 2019. V.2, Saint Petersburg, Russia.
22. Kirillov I.A., Deflagration-to-flame-ball-transition in hydrogen-air gas mixtures: gaps and bottlenecks, 2nd Near-Limit Flames Workshop, Peking, 2019.
23. Kirillov I., Kharitonova N., Lebedev A., Nikiforov S., Plaksin V. Theoretical Estimation of Concentration Limits for Water Steam Capability to Suppress Flame Acceleration in Hydrogen-Air Mixtures. Proceedings of the 27th International Colloquium on the Dynamics of Explosions and Reactive Systems. 2019.
24. Kirillov I.A., Physics-based Approach for Reduction Uncertainties in Concentration Limits of Slow-to-Fast Flame Transition in Hydrogen-Air Gas Mixtures, Hydrogen Management in Severe Accidents, Technical Meeting EVT1701911, 25-28 September 2018, Vienna, TECDOC, IAEA.
25. Kirillov IA. Theoretical Physics-based Definition and Accurate Characterization of Lower Concentration Limit for Hydrogen-Air Mixtures // Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards.: 21-26 April 2019. V. 2. Saint Petersburg, Russia.
26. Кириллов И.А., Харитонов Н.Л. Обеспечение водородной безопасности на атомных электростанциях с водоохлаждаемыми реакторными установками. Современное состояние проблемы, Ядерная и радиационная безопасность, 2017. Т.2. № 84. С.26-37.
27. Pasman H., Kirillov I., editors. Resilience of Cotyies to Terrorist and other Thretas: Learning fro 9/11 and further research issues, Springer, 2008.
28. Kulova T.L., Nikolaev I.I., Fateev V.N., et al. Modern Electrochemical Systems of Energy Accumulation. Chemical Problems, V.1, p 9-34,2018. <https://istina.msu.ru/publications/article/162889909/>.
29. Denisenko V.P., Kirillov I.A., Korobtsev S.V., et al. Analysis of the Interaction between Jet and Plume Flows of a Light Gas with an Extended Ceiling Based on the Results of Experimental Studies. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards (ISFEH9), pp. 1335-1347, April 21-26, 2019, Saint Petersburg.
30. Grigoriev S.A., Porembsky V.I., Fateev V.N. International Journal of Hydrogen Energy 2006. V.31. pp.171-175.
31. Grigor'ev S.A., Porembskii V.I. and Fateev V.N. Chemical and Petroleum Engineering, 2004.V. 40.
32. Григорьев С.Л., Лютикова Е.Л., Притуленко Е.Г., и др. Электрохимия. 2006. Т.42 №11. С. 1393-1396.
33. Арчаков О.В., Лютикова Е.К., Фатеев В.Н., Укр.хим.журнал. 1988. Т.54. №7. С. 709-712.
34. Белоглазов В.Ю. Технология изготовления каталитических слоёв топливного элемента с твердополимерным электролитом // Труды Международного симпозиума по водородной энергетике, Москва, Издательство МЭИ. 2007.
35. Grigor'ev S.A., Porembskii V.I. and Fateev V.N. Electrolysers with solid polimer electrolyte for getting special purity gases, Chemical and Petroleum Engineering. 2004. V. 40.
36. Grigoriev S.A., Porembsky V.I., Fateev V.N. Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. International Journal of Hydrogen Energy.2006. V. 31. pp. 171 – 175
37. Grigoriev S.A., Millet P., Porembsky V.I., et al. Development and preliminary testing of a unitized regenerative fuel cell based on PEM technology. J. Hydrogen Energy. 2011. V. 36. p.4164-4168,.
38. Григорьев С.А., Порембский В.И., Фатеев В.Н., др. Получение водорода электролизом воды - современное состояние, проблемы и перспективы // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 3. С. 62-69.
39. Баранов И.Е., Григорьев С.А., Николаев И.И., и др. Перенос реагентов по пористым системам газодиффузионных и электрокаталитических слоев топливного элемента с твердым полимерным электролитом в условиях их частичного затопления водой // Электрохимия, 2006. Т.42. № 12. С. 14-42.
40. Баранов И.Е., Фатеев В.Н., Сысоев А.В., и др. Моделирование тонких каталитических слоев со случайным расположением частиц катализаторов. ДАН. «Химия». 1997. Т.354. №1. С.55-58.

41. Баранов И.Е., Фатеев В.Н., Сысоев А.В. Численное моделирование электрокаталитического слоя электролизеров с твердым полимерным электролитом // Электрохимия. 1997. Т.33. №8. С. 967-970.
42. Баранов И.Е., Фатеев В.Н., Фридман А.А. и др. Модель электрохимического слоя с твердо-полимерным электролитом. Электрохимия. 1994. Т. 30. С. 1256.
43. Grigoriev S.A., Fateev V.N., Bessarabov D.G., et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology // International Journal of Hydrogen Energy, 2020. V. 45. Issue 49. pp. 26036-26058.
44. Pushkareva I.V., Pushkarev A.S., Grigoriev S.A., et al. Comparative study of anion exchange membranes for low-cost water electrolysis // International Journal of Hydrogen Energy. 2020.V. 45. Issue 49. pp. 26070-26079.
45. Антуш М., Григорьев С.А., Эль Руби В.М.А., Мийе П. Применение фото-анода на основе TiO₂/красителя N719 в сенсibilизированном красителем солнечном элементе и анализ его характеристик // Электрохимия. 2020. Т. 56. № 11. С. 1024–1033.
46. Григорьев А.С., Скорлыгин В.В., Григорьев С.А., и др. Энергоустановки на основе возобновляемых источников и электрохимических устройств хранения и генерации энергии для децентрализованного автономного электроснабжения // Электротехника, 2019. №7. С. 33-37.
47. Григорьев А.С., Григорьев С.А., Королев А.В., и др. Малая автономная энергетика киловаттного уровня генерируемой мощности на основе радиоизотопных и возобновляемых источников энергии для Арктической зоны и Дальнего Востока // Атомная энергия, 2018. Т. 125. № 4. С. 206-212.
48. Grigoriev A.S., Skorlygin V.V., Grigoriev S.A., et al. A Hybrid Power Plant Based on Renewables and Electrochemical Energy Storage and Generation Systems for Decentralized Electricity Supply of the Northern Territories // International Journal of Electrochemical Science, Volume 13, Issue 2 (February), 2018, V. 13. Issue 2. pp. 1822–1830.
49. Grigoriev S.A., Kalinnikov A.A. Mathematical modeling and experimental study of the performance of PEM water electrolysis cell with different loadings of platinum metals in electrocatalytic layers // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. V. 47. Issue 3. Issue 3. pp. 1590-1597.
50. Kalinnikov A.A., Grigoriev S.A., Bessarabov D.G. Nonequilibrium poroelectroelastic theory for polymer electrolytes under conditions of water electrolysis // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. V.44. Issue 16. pp. 7889-7904.
51. Григорьев С.А., Бессарабов Д.Г., Фатеев В.Н. О механизмах деградации характеристик мембранно-электродных блоков при твердополимерном электролизе воды // Электрохимия, 2017. Т. 5. № 3. С. 359-365.
52. Ramenskiy A.Yu., Grigoriev S.A., Ramenskaya E.A., et al. Technical regulation issues concerning fuel cell technologies in the Russian Federation, countries of the Eurasian Economic Union and CIS countries // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. V. 42. Issue 3. pp. 21250-21262.
53. Siracusano S., Baglio V., Grigoriev S.A., et al. The influence of iridium chemical oxidation state on the performance and durability of oxygen evolution catalysts in PEM electrolysis // Journal of Power Sources. 2017. V.366. pp. 105-114.
54. Grigoriev S.A., Fateev V.I., Pushkarev A.S., et al. Reduced Graphene Oxide and Its Modifications as Catalyst Supports and Catalyst Layer Modifiers for PEMFC // Materials, 2018, V.11(8). pp.1405.
55. Alekseeva O.K., Mikhalev A.I., Lutikova E.K., et al. Structural and Electrocatalytic Properties of Platinum and Platinum-Carbon Layers Obtained by Magnetron-Ion Sputtering // Catalysts, 2018. V. 8(12). pp.665.
56. Roudabeh Valiollahi, Mikhail Vagin, Viktor Gueskine, et al. Electrochemical hydrogen production on a metal-free polymer // Sustainable Energy & Fuels, 2019. V. 3. Issue 12. pp. 3387–3398.
57. Баранов И.Е., Акелькина С.В., Спасов Д.Д., и др. Энергоустановка для работы в условиях отрицательных температур. Патент РФ RU 2 736 883 2020.

Авторы публикации

Фатеев Владимир Николаевич – д-р. хим. наук, начальник отделения НИЦ «Курчатовский Институт».

Порембский Владимир Николаевич – зам. начальника отделения НИЦ «Курчатовский

Институт».

Григорьев Сергей Александрович – д-р техн. наук, зам. начальника отделения НИЦ «Курчатовский Институт».

Баранов Иван Евгеньевич – канд. физ-мат. наук, начальник отдела НИЦ «Курчатовский Институт».

Островский Сергей Владимирович – начальник лаборатории НИЦ «Курчатовский Институт».

Коробцев Сергей Владимирович – канд. физ-мат. наук, начальник отделения НИЦ «Курчатовский Институт».

Денисенко Валерий Павлович – начальник лаборатории НИЦ «Курчатовский Институт».

Николаев Игорь Игоревич – ведущий научный сотрудник НИЦ «Курчатовский Институт».

Кириллов Игорь Александрович – канд. физ-мат. наук, ведущий научный сотрудник НИЦ «Курчатовский Институт».

Демкин Святослав Александрович – канд. физ-мат. наук, начальник лаборатории НИЦ «Курчатовский Институт».

Смирнов Роман Викторович – канд. физ-мат. наук, ведущий научный сотрудник НИЦ «Курчатовский Институт».

References

1. Rusanov VD, Fridman AA, Sholin GV. *Physics of chemically active plasma*. Moscow: Nauka, 1984. 414 p.
2. Ponomarev-Stepnoy NN, Stolyarevsky AY, Atomic-hydrogen energy. *International scientific journal Alternative energy and ecology*. 2004;3(11):5-10.
3. *Seminar Hydrogen Energy NRC Kurchatov Institute*. Available at http://www.nrcki.ru/product/press-nrcki/press-nrcki--37166.shtml?g_show=32038.
4. Stolyarevsky AY. *Nuclear-technological complexes based on high-temperature reactors*. M.: Energoatomizdat, 1988.
5. Mitenkov FM, Kodochigov NG, Vasyaev AV, et al. High-temperature gas-cooled reactor - an energy source for the industrial production of hydrogen. *Atomic Energy*. 2004. No. 11.
6. Stolyarevsky AY. Synthesis gas production technology for hydrogen energy. *International scientific journal Alternative energy and ecology*. 2005;2 (22):26-32.
7. Astanovskiy DL, Astanovskiy LZ. Energy-saving compact hydrogen production. *Chemical and oil and gas engineering*. 2003;4:7-11.
8. Rusanov VD, Etievan K, Babaritskiy AI. et al. *Effect of plasma catalysis on the example of methane dissociation into hydrogen and carbon*. DAN, 1997;354(2):213-215.
9. Potekhin SV, Potankin BV, Deminsky MA. et al. *The effect of plasma catalysis in the decomposition of methane*. KhVE, 1997;33(1):59-66.
10. Rusanov VD, Babaritsky AI., Gerasimov EN, et al. *The energy of electrons in a pulsed pseudo-corona microwave discharge during plasma catalysis*. DAN, 1999;366(3):323.
11. Babaritsky AI, Gerasimov EN, Demkin SA, et al. *Pulsed-periodic microwave discharge as a catalyst for a chemical reaction*. ZhTF. 2000;70(11):36-41.
12. Babaritsky A. I., Baranov I. E., Demkin S.A., et al. *Plasma catalysis of hydrocarbon conversion processes*. KhVE, 1999;33(6):458-463.
13. Krotov MF, Babaritsky AI, Bibikov MB, et al. *Method for processing carbon-containing raw materials in a melted metal reactor*. Patent for invention RU 2630118 C, 2017.
14. Babaritsky AI, Bibikov MB, Deminsky MA, et al. Experimental study of tar gasification in a metal melt with cyclic feeding of carbonaceous feedstock and oxidizer into the reactor. *High Energy Chemistry*. 2017;51(2).
15. Chabak AF. *Hydrogen accumulator*. RF Patent RU 2376522 C1.

16. Chabak AF, Ulyanov AI. Problems of storage and use of hydrogen. *Vestnik mashinostroeniya*. 2007;4:48-52
17. Alekseeva OK, Kozlov SI, Samsonov R.O. et al. *Hydrogen storage systems. Transport on alternative fuel*. 2009;5(11):72-79.
18. Baronov GS, Kalinnikov AA, Rusanov VD, et al. *Highly efficient hydrogen afterburners based on activated porous cellular materials*. 4th Annual Scientific and Technical Conference of the Nuclear Society, June 28 - July 2 1993. Nizhny Novgorod.
19. Denisenko VP, Kirillov IA, Melikhov AS, et al. Experimental study of the morphology of ultra-poor hydrogen-air flames in a horizontal narrow channel. *Atomic Energy*. 2021. (in press)
20. Kirillov IA, Simonenko VA, Kharitonova NL. Problems of normative, experimental and theoretical calculation of the safety of hydrogen energy. *Russian nanotechnologies*. 2020;15(3):402-414.
21. Denisenko VP, Kirillov I, Korobtsev SV, et al. *Analysis of the Interaction between Jet and Plume Flows of a Light Gas with an Extended Ceiling Based on the Results of Experimental Studies*. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards. 2019.
22. Kirillov IA. *Deflagration-to-flame-ball-transition in hydrogen-air gas mixtures: gaps and bottlenecks*. 2nd Near-Limit Flames Workshop, Peking, 2019.
23. Kirillov I, Kharitonova N, Lebedev A, et al. *Theoretical Estimation of Concentration Limits for Water Steam Capability to Suppress Flame Acceleration in Hydrogen-Air Mixtures*. Proceedings of the 27th International Colloquium on the Dynamics of Explosions and Reactive Systems. 2019.
24. Kirillov IA. *Physics-based Approach for Reduction Uncertainties in Concentration Limits of Slow-to-Fast Flame Transition in Hydrogen-Air Gas Mixtures, Hydrogen Management in Severe Accidents, Technical Meeting EVT1701911*. 25-28 September. 2018, Vienna, TECDOC, IAEA (in press).
25. Kirillov IA. *Theoretical Physics-based Definition and Accurate Characterization of Lower Concentration Limit for Hydrogen-Air Mixtures*. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards. 2019;2. Saint Petersburg, Russia.
26. Kirillov IA, Kharitonova NL. Ensuring hydrogen safety at nuclear power plants with water-cooled reactors. Current state of the problem. *Nuclear and Radiation Safety*. 2017;2 (84):26-37.
27. Pasman H, Kirillov I, editors. *Resilience of Cotyies to Terrorist and other Thretas: Learning fro 9/11 and further research issues*. Springer. 2008
28. Kulova TL, Nikolaev II, Fateev VN, et al. Modern Electrochemical Systems of Energy Accumulation. *Chemical Problems*. 2018; 1:9-34. Available et <https://istina.msu.ru/publications/article/162889909>.
29. Denisenko VP, Kirillov IA, Korobtsev SV. *Analysis of the Interaction between Jet and Plume Flows of a Light Gas with an Extended Ceiling Based on the Results of Experimental Studies*. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards (ISFEH9). 2019. pp. 1335-1347.
30. Grigoriev SA, Poremsky VI, Fateev VN. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2006. pp.171-175.
31. Grigor'ev SA, Poremskii VI and Fateev VN. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2004;40.
32. Grigoriev SL, Lyutikova EL, Pritulenko EG, et al. *Electrochemistry*. 2006;42(11):1393–1396.
33. Archakov OV, Lyutikova EK, Fateev VN, et al. *Ukrainian Chemistry Journal*. 1988;54(7):709-712.
34. Beloglazov VYu. *Manufacturing technology of catalytic layers of a fuel cell with solid polymer electrolyte. Proceedings of the International Symposium on Hydrogen Energy*, Moscow. MPEI Publishing House, 2007.
35. Grigor'ev S.A, Poremskii VI and Fateev VN. Electrolysers with solid polimer electrolyte for getting special purity gases. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2004;40(9-10).
36. Grigoriev SA, Poremsky VI, Fateev VN. Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2006;31:171-175.

37. Grigoriev SA, Millet P, Porembsky VI, et al. Development and preliminary testing of a unitized regenerative fuel cell based on PEM technology. *J. Hydrogen Energy*. 2011;36:4164-4168.
38. Grigoriev SA, Porembsky VI, Fateev VN, et al. Hydrogen production by electrolysis of water - current state, problems and prospects. *Transport on alternative fuel*. 2008;3:62-69.
39. Baranov IE, Grigoriev SA, Nikolaev II, et al. Transfer of reagents through porous systems of gas diffusion and electrocatalytic layers of a fuel cell with a solid polymer electrolyte under conditions of their partial flooding with water. *Electrochemistry*. 2006;42(12):1442.
40. Baranov IE, Fateev VN, Sysoev AV, et al. Modeling of thin catalytic layers with a random arrangement of catalyst particles. DAN. *Chemistry*. 1997;354(1):55-58.
41. Baranov IE, Fateev VN, Sysoev AV, et al. Numerical modeling of the electrocatalytic layer of electrolyzers with solid polymer electrolyte. *Electrochemistry*. 1997;33(8):967-970.
42. I Baranov IE, Fateev VN, Fridman AA, et al. Model of an electrochemical layer with a solid-polymer electrolyte. *Electrochemistry*. 1994;30:1256.
43. Grigoriev SA, Fateev VN, Bessarabov DG, et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(49):26036-26058.
44. Pushkareva IV, Pushkarev AS, Grigoriev SA, et al. Comparative study of anion exchange membranes for low-cost water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(49):26070-26079.
45. Antush M, Grigoriev SA. Application of a photo-anode based on TiO₂ / dye N719 in a dye-sensitized solar cell and analysis of its characteristics. *Electrochemistry*. 2020;56(11):1024-1033.
46. Grigoriev AS, Skorlygin VV, Grigoriev SA, et al. Power plants based on renewable sources and electrochemical devices for storage and generation of energy for decentralized autonomous power supply *Electrical Engineering*. 2019;7:33-37.
47. Grigoriev AS, Grigoriev SA, Korolev AV, et al. Small-scale autonomous power engineering of a kilowatt level of generated power based on radioisotope and renewable energy sources for the Arctic zone and the Far East. *Atomic Energy*. 2019;125(4):231-238.
48. Grigoriev AS, Skorlygin VV, Grigoriev SA, et al. A Hybrid Power Plant Based on Renewables and Electrochemical Energy Storage and Generation Systems for Decentralized Electricity Supply of the Northern Territories. *International Journal of Electrochemical Science*. 2018;13(2):1822-1830.
49. Grigoriev SA, Kalinnikov AA. Mathematical modeling and experimental study of the performance of PEM water electrolysis cell with different loadings of platinum metals in electrocatalytic layers. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017;42(3):1590-1597.
50. Kalinnikov AA, Grigoriev SA, Bessarabov DG. Nonequilibrium poroelectroelastic theory for polymer electrolytes under conditions of water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019;44(16):7889-7904.
51. Grigoriev SA, Bessarabov DG, Fateev VN. On the mechanisms of degradation of the characteristics of membrane-electrode blocks during solid polymer electrolysis of water. *Electrochemistry*. 2017;53(3):318-323.
52. Ramenskiy AY, Grigoriev SA, Ramenskaya EA. Technical regulation issues concerning fuel cell technologies in the Russian Federation, countries of the Eurasian Economic Union and CIS countries. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017;42(33):21250-21262.
53. Siracusano S, Baglio V, Grigoriev SA, et al. The influence of iridium chemical oxidation state on the performance and durability of oxygen evolution catalysts in PEM electrolysis. *Journal of Power Sources* 2017;366:105-114.
54. Grigoriev SA, Fateev VN, Pushkarev AS, et al. Reduced Graphene Oxide and Its Modifications as Catalyst Supports and Catalyst Layer Modifiers for PEMFC. *Materials*. 2018;11(8):1405.
55. Alekseeva OK, Mikhalev AI., Lutikova EK. et al. Structural and Electrocatalytic Properties of Platinum and Platinum-Carbon Layers Obtained by Magnetron-Ion Sputtering. *Catalysts*. 2018;8(12):665.
56. Roudabeh Valiollahi, Mikhail Vagin, Viktor Gueskine, Amritpal Singh, et al. Production Electro, Xavier Crispin hydrogen on a metal-free polymer. *Sustainable Energy & Fuels*. 2019;3(12):3387-3398.

57 Baranov IE, Akelkina SV, Spasov DD, et al. *Power plant for operation in conditions of negative temperatures*. RF Patent RU 2 736 883 C2 2020.

Authors of the publication

Fateev Vladimir Nikolaevich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Porembsky Vladimir Nikolaevich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Grigoriev Sergey Alexandrovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Baranov Ivan Evgenievich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Ostrovsky Sergey Vladimirovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Korobtsev Sergey Vladimirovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Denisenko Valery Pavlovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Nikolaev Igor Igorevich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Kirillov Igor Alexandrovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Demkin Svyatoslav Alexandrovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Smirnov Roman Viktorovich - National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russia.

Получено 30 марта 2021г.

Отредактировано 06 апреля 2021г.

Принято 08 апреля 2021г.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТАЛЛОГИДРИДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ И ОЧИСТКИ ВОДОРОДА

Д.В. Блинов^{1,2}, В.И. Борзенко¹, А.В. Бездудный¹, Н.В. Кулешов²

ОИВТ РАН¹, г. Москва, Россия

НИУ МЭИ², г. Москва, Россия

h2lab@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Разработать металлгидридные реакторы для хранения и очистки водорода различных типов. Интегрировать металлгидридные устройства хранения и очистки водорода с топливным элементом (ТЭ) и электролизером с твердополимерным электролитом. МЕТОДЫ. Для выплавки образцов интерметаллических соединений (ИМС) используется метод плавления в электродуговой печи с нерасходуемым вольфрамовым электродом на водоохлаждаемом медном кристаллизаторе в аргонной атмосфере. Исследование интегральных характеристик металлгидридных устройств и исследование процессов при извлечении водорода из смеси газов проводится при помощи тепловых массовых измерителей расхода и термокондуктометрического газоанализатора. РЕЗУЛЬТАТЫ. Представлены результаты разработки и создания металлгидридных реакторов хранения и очистки водорода различных типов. Представлены результаты экспериментальных исследований системной интеграции металлгидридных реакторов, ТЭ и электролизера. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Аккумуляция энергии в водороде позволяет использовать минимально возможное давление газа в реакторе, тем самым получить предельную безопасность при эксплуатации устройства, а также избежать обязательной сертификации по безопасности и обучения личного персонала по работе с баллонами высокого давления. Применение металлгидридного способа проточной очистки показывает высокие показатели извлечения водорода для последующей аккумуляции и использования в ТЭ при больших объемных содержаниях водорода в смеси ($\geq 10\%$ об.), в то время как метод периодической эвакуации накопившихся примесей наиболее эффективен при низких содержаниях водорода в смеси ($< 10\%$ об.). Разработаны экспериментальные энергоустановки H_2Bio и H_2Smart электрической мощностью 200 Вт и 1 кВт, представлены результаты основных режимов работы энергоустановок.

Ключевые слова: водородная энергетика; водород; металлгидриды; очистка водорода; интерметаллиды; водородная энергоустановка.

Для цитирования: Блинов Д.В., Борзенко В.И., Бездудный А.В., Кулешов Н.В. Перспективные металлгидридные технологии хранения и очистки водорода // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 149-160. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-149-160.

PROSPECTIVE METAL HYDRIDE HYDROGEN STORAGE AND PURIFICATION TECHNOLOGIES

D. V. Blinov^{1,2}, V. I. Borzenko¹, A.V. Bezdudny¹, N. V. Kuleshov²

JIHT RAS¹, Moscow, Russia

MPEI², Moscow, Russia

H2lab@mail.ru

Abstract: To develop metal hydride reactors for storage and purification hydrogen of various types. Integrate metal hydride hydrogen storage and purification devices with a fuel cell (FC) and an electrolyzer with a solid polymer electrolyte. METHODS. For the melting of samples of intermetallic compounds (IMC), the method of melting in an electric arc furnace with a non-consumable tungsten electrode on a water-cooled copper crystallizer in an argon atmosphere is used. The study of the integral characteristics of metal hydride devices and the study of the

processes during the extraction of hydrogen from a mixture of gases is carried out using thermal mass flow meters and a thermoconductometric gas analyzer. **RESULTS.** The results of the development and creation of metal hydride reactors for the storage and purification of hydrogen of various types are presented. The results of experimental studies of the system integration of metal hydride reactors, fuel cells, and an electrolyzer are presented. **CONCLUSION.** The accumulation of energy in hydrogen makes it possible to use the lowest possible gas pressure in the reactor, thereby obtaining the maximum safety during operation of the device, as well as avoiding mandatory safety certification and training of personal personnel on working with high-pressure cylinders. The use of the metal hydride method of flow purification shows high rates of hydrogen extraction for subsequent accumulation and use in the fuel cell at high volume hydrogen contents in the mixture ($\geq 10\%$ vol.), while the method of periodic evacuation of accumulated impurities is most effective at low hydrogen contents in the mixture ($< 10\%$ vol.). Experimental power plants H_2 Bio and H_2 Smart with an electric power of 200 W and 1 kW are developed, the results of the main operating modes of power plants are presented.

Keywords: hydrogen energy; hydrogen; metal hydrides; hydrogen purification; intermetallic compounds; hydrogen power unit.

For citation: Blinov DV., Borzenko VI., Bezdudny AV., Kuleshov NV. Prospective metal hydride hydrogen storage and purification technologies. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(2): 149-160. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-149-160.

Введение и литературный обзор

Растущая индустриализация и повышение динамики потребления энергоносителей в мире неизбежно увеличивает нагрузку на мировую экосистему и экономику и заставляет человечество искать новые и инновационные подходы к повышению эффективности производства и потребления энергии. Интерес к использованию водорода в качестве альтернативы традиционным типам ископаемого топлива существует не одно десятилетие. Прежде всего, это связано с высокой ценой на ископаемые энергетические ресурсы, различными политическими аспектами формирования рынка энергоносителей, а также с экологическими аспектами применения традиционных видов топлива [1-3].

Главным образом водород в промышленных масштабах получают из полезных ископаемых – это паровая конверсия метана и газификация угля. Помимо этого, наиболее перспективным методом для крупномасштабного производства чистого водорода является щелочной электролиз воды [4,5]. Среди существующих перспективных биологических методов производства водорода можно выделить темновую ферментацию, преимуществами которой являются возможность использования в качестве субстрата различные органические отходы в виде целлюлозы, различных пищевых, промышленных отходов и сточных вод, высокая производительность водорода по сравнению с другими биологическими методами, независимость от светового излучения, получение ценных побочных продуктов. К тому же системы темновой ферментации выгодно отличаются от других систем получения биоводорода простотой конструкции и низкими энергетическими затратами [6,7]. Однако практически все способы получения водорода не всегда экологически безопасны или являются экономически невыгодными при масштабном производстве.

Переход к действительно экологически чистому производству водорода возможен только с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Возможным вариантом развития комплексных систем генерации и утилизации энергии сравнительно небольших (до 20 кВт) мощностей, может стать использование доступных на местах ВИЭ (в том числе биоводородных систем) в комбинации с аккумулярованием химической энергии экологически чистого и универсального вторичного энергоносителя – водорода, который может быть трансформирован в электричество в ТЭ. Благодаря высокому КПД ($> 50\%$) энергоустановки на базе ТЭ (с твердополимерным и щелочным электролитом) уже находят широкое применение в качестве источников автономного и бесперебойного питания следующих потребителей: узлы телекоммуникаций, дата-центры различных компаний, медицинские учреждения и т.д. [8,9]. Размещение автономных энергоустановок предполагается в непосредственной близости от потребителя энергии, что требует от систем топливообеспечения высокого уровня безопасности, надежности и экологической чистоты. Такие энергоустановки на основе ТЭ с твердополимерным электролитом требуют

использования водорода чистотой выше 99,9%. Поэтому при использовании низкотемпературных ТЭ может оказаться также необходимой доочистка водорода.

Перспективными материалами для разработки и создания систем хранения и обеспечения ТЭ водородом высокой степени чистоты, являются обратимые гидриды ИМС, способные избирательно и обратимо поглощать водород. Стационарные автономные системы энергообеспечения предъявляют ряд требований по компактности, безопасности и простоте эксплуатации устройств, чем к массовым характеристикам. Поэтому металлгидридные системы очистки и хранения водорода на основе низкотемпературных гидридов в сочетании с использованием ВИЭ перспективны для разработки и эксплуатации таких систем. В связи с наличием значительного теплового эффекта при сорбции-десорбции водорода (25–70 кДж/моль H_2) металлгидридное устройство является одновременно аккумулятором тепловой энергии, что позволяет наиболее рационально организовать систему теплоснабжения потребителей [10,11].

Свойство избирательного поглощения водорода ИМС может быть использовано для высокоэффективной очистки технического водорода или биоводорода непосредственно в системе топливообеспечения ТЭ, что позволяет существенно снизить топливную составляющую стоимости электроэнергии. Одним из главных преимуществ данной технологии по сравнению с традиционными промышленными методами очистки водорода является возможность осуществить процесс очистки в одну стадию, при минимальных энергетических затратах, причем в зависимости от загрязненности исходного водорода и режима очистки объемная доля примесей в выдаваемом водороде будет составлять 0,0001–0,01 % об. Высокая надежность, эффективность, возможность простой автоматизации процесса хранения и очистки водорода, сравнительная безопасность систем твердофазного хранения и очистки водорода позволяют практически полностью решить проблему топливообеспечения автономных энергоустановок на базе низкотемпературных ТЭ киловаттной мощности.

При создании высокоэффективных металлгидридных устройств основные научно-технические проблемы связаны с организацией теплообмена внутри засыпки ИМС. В активированном состоянии ИМС представляет собой мелкодисперсную засыпку порошка (размер частиц 1–10 мкм), обладающую сравнительно низкой эффективной теплопроводностью (0,1–1 Вт/м·К), зависящей от давления заполняющего газа и концентрации поглощенного водорода в частицах сплава [12]. Недостаточно эффективный подвод и отвод тепла к/от засыпке ИМС в сочетании с большим тепловым эффектом реакции выделения/поглощения водорода приводит к возникновению кризисных явлений, которые выражаются в резком снижении скорости зарядки и разрядки металлгидридного устройства [13]. Существенное влияние на кинетику поглощения водорода ИМС также оказывают газообразные примеси, содержащиеся в водороде. Даже наличие инертных газов в водороде приводит к блокированию доступа водорода к поверхности ИМС, что вынуждает использовать методики удаления накопившихся примесей в металлгидридных устройствах [14,15].

Другой класс научных и технических задач связан с разработкой эффективных технологий системной интеграции металлгидридных устройств для хранения и очистки водорода с энергоустановками на основе ТЭ с учетом требований потребителей энергии (график потребления, требуемая электрическая и тепловая мощность), а также с источниками водорода (электролизер, биореактор) и первичной энергии (ветровые и солнечные энергоустановки). Для решения этого класса задач важнейшим становятся экспериментальные исследования проблем системной интеграции с использованием модельных интегрированных систем с отработкой всех возможных режимов работы (особенно аварийных) разрабатываемой энергоустановки и ее основных элементов. В последнее время высокой эффективности достигли ТЭ с воздушным охлаждением активно вытесняя с рынка ТЭ с жидкостным охлаждением в диапазоне мощностей 1 – 10 кВт. В настоящее время созданы эффективные низкотемпературные ТЭ (с твердополимерным и щелочным электролитом) с КПД более 55% и электролизеры на повышенные давления с КПД > 75% и энергозатратами (4,2–4,4) кВт·ч/норм.м³ [9]. Для комбинации «электролизер – топливный элемент» коэффициент рекуперации электроэнергии может составлять более 40%, что вполне приемлемо для энергоустановок на основе ВИЭ. При разработке систем аккумулирования электроэнергии основные научно-технические барьеры связаны с созданием энергоэффективных систем очистки и хранения водорода, интегрированных с ТЭ [16,17].

Материалы и методы

Эксплуатационные характеристики разрабатываемых металлгидридных устройств в

составе интегрированных энергоустановок должны соответствовать требованиям ТЭ и электролизера (рабочее давление, чистота водорода, расход водорода). Варьирование состава ИМС позволяет изготовить сплав с необходимым давлением абсорбции/десорбции в рабочем диапазоне температур 0 – 100°C для удовлетворения требований не только по хранению, но и очистке водорода.

Перспективными материалами для хранения и очистки водорода являются обратимые гидриды ИМС, которые можно представить общей формулой $A_mB_nH_x$, где А – металл, активно взаимодействующий с водородом и образующий стабильный бинарный гидрид, В – металл, который в нормальных условиях с водородом не взаимодействует или взаимодействует очень слабо (например, Fe, Co, Ni, V, Mn, Cr и т.д.). Для практического применения наиболее интересны гидриды типов AB_5 (А – редкоземельные металлы, например La, Ce, Мm), AB_2 и АВ (А – элементы подгруппы титана), A_2B (А – обычно Mg). Как правило, давление в системах хранения и очистки может изменяться от долей атмосферы до десятков атмосфер при изменении температуры металлгидрида от 20 до 90°C. Это позволяет обеспечить проведение процессов поглощения и выделения водорода за счет ресурсов тепловыделения в ТЭ или электролизере.

Поскольку параметры равновесия (диаграмма «давление – емкость – температура» Р-С-Т) конкретного ИМС определяются его составом и сплавы семейства AB_5 предоставляют широкие возможности для достижения требуемых параметров, то для систем хранения и систем очистки водорода могут быть подобраны соответствующие сплавы с необходимыми рабочими параметрами (как правило, рабочая температура и равновесное давление сорбции/десорбции водорода).

Для наших исследований выплавка образцов ИМС проводилась в электродуговой печи с нерасходуемым вольфрамовым электродом на водоохлаждаемом медном кристаллизаторе в аргонной атмосфере. Более подробно методика описана в работе [18]. Измерения РСТ-изотерм сорбции и десорбции проводились по методу Сиверта (Рис.1) [19].

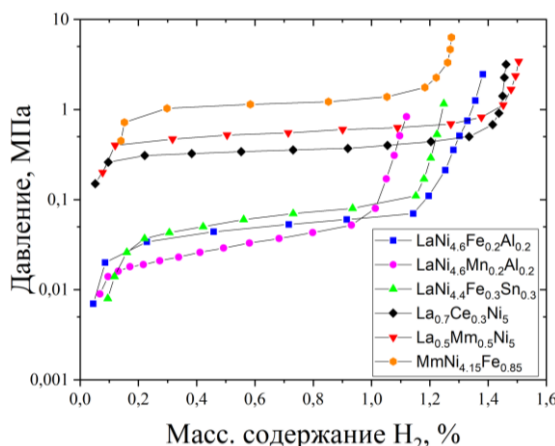


Рис. 1. Р-С-Т диаграмма используемых сплавов при температуре 25°C.

Fig. 1. P-C-T diagram of the alloys used at a temperature of 25°C.

Как видно из рисунка 1, сплавы можно условно поделить на сплавы нормального и пониженного давления, что дает возможность подобрать необходимый ИМС, который будет более эффективен для питания ТЭ (повышенное давление), либо для систем извлечения водорода из смеси газов (пониженное давление).

Для проведения экспериментальных исследований тепловых процессов в системах твердофазного металлгидридного аккумулирования и очистки водорода использовался рабочий участок экспериментального стенда 12-04 ОИВТ РАН лаборатории водородных энергетических технологий. Комплексный экспериментальный стенд предназначен для решения следующих задач:

- Экспериментальное исследование процессов тепломассообмена в пористых средах металлгидридных сплавов при сорбции чистого водорода, а также при наличии примесей во входящем газе и использование полученных экспериментальных данных для проверки математических моделей.
- Экспериментальное исследование режимов работы металлгидридных устройств хранения и очистки водорода различных типов и различных загрузок ИМС.
- Исследование сорбирующих и теплофизических свойств различных ИМС.
- Исследования особенностей интеграции систем производства, очистки и хранения

водорода и топливных элементов.

- Обработка автоматизации и управления системами металлгидридного аккумулирования и очистки водорода;

Экспериментальный стенд (Рис.2) включает в себя рампу для подготовки газа, электролизер с твердополимерным электролитом, производительностью 10 норм.л. H_2 /мин, металлгидридную систему тонкой очистки, состоящей из 3-х модулей тонкой очистки водорода (РХО-3), металлгидридную систему хранения водорода (РХ-1) для питания твердополимерного топливного элемента (ТЭ) мощностью 5 кВт, металлгидридные реакторы проточного действия очистки (РХО-8), а также проточный анализатор количества водорода в газе на основе чувствительного элемента АГ-0012 (ПГ), объединенного с расходомером, регуляторы расхода газа (РР) и расходомеры (Р), электроклапаны (К), датчики давления (ДД) и вентили. Блок тонкой очистки водорода, реакторы проточного действия очистки и металлгидридный модуль хранения водорода расположены в металлическом блоке, оборудованном в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4-021-75 вытяжной вентиляцией с кратностью воздухообмена 12...15. Помещение и бокс оборудованы датчиками опасных накоплений (ДТХ-127-1), сблокированными с аварийной вытяжной вентиляцией для ее включения при достижении концентрации водорода в воздухе 1 %. Измерительное оборудование и регуляторы расхода газа управляются с помощью компьютерного блока на базе программного обеспечения *LabView*.

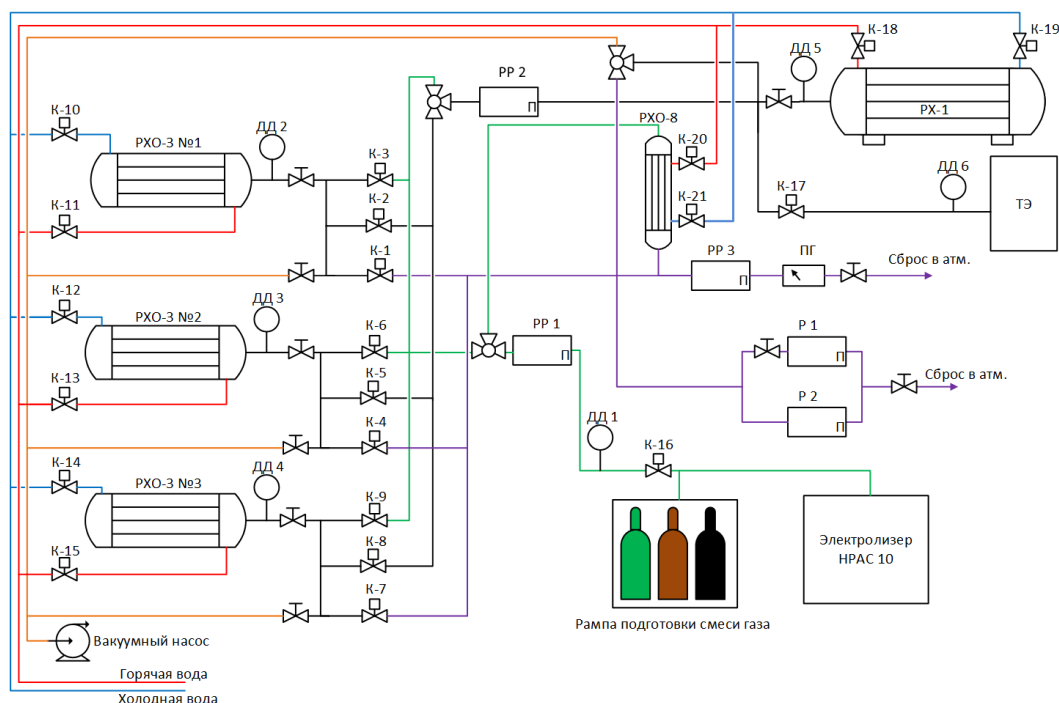


Рис. 2. Принципиальная схема экспериментальной установки 12-04 ОИВТ РАН.

Fig. 2. Schematic diagram of the experimental installation 12-04 of the Russian Academy of Sciences OIVT.

Для металлгидридной системы тонкой очистки водорода были созданы несколько типов реакторов (Рис.3), отличающихся конструкцией теплообменника. Схемы организации внутреннего и внешнего теплообмена рассчитывались с привлечением математической модели процессов тепломассопереноса в металлгидридных пористых засыпках при сорбции/десорбции чистого водорода и водорода с примесями, созданной совместно с МЭИ (ТУ) [20,21].

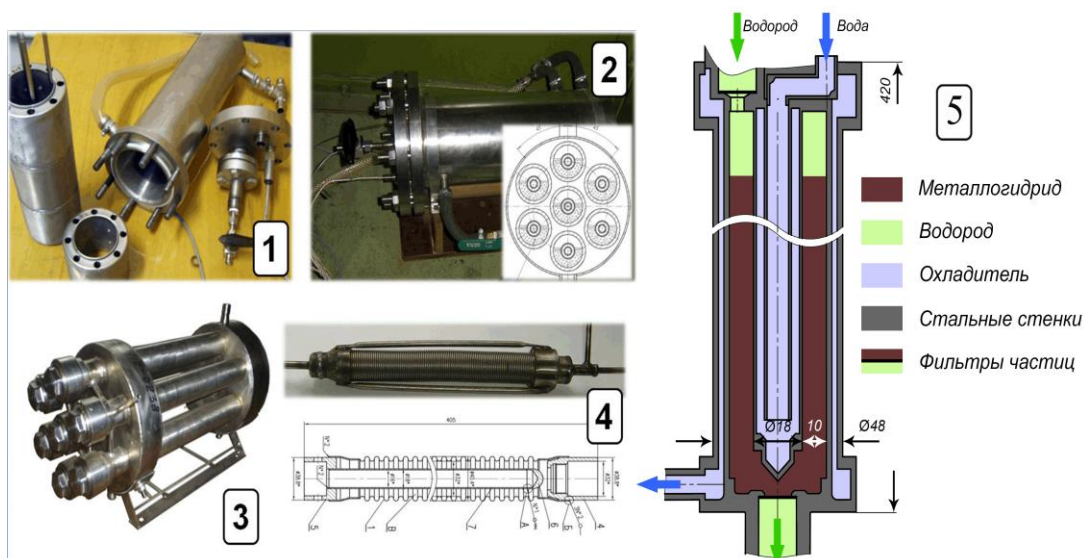


Рис. 3. Разработанные типы реакторов хранения и очистки водорода: 1 – Тип 1 (картриджный); 2 – Тип 2 (трубная доска); 3 – Тип 3 (реактор РХО-3) (трубная доска); 4 – Тип 4 (только один патрон, сильфон); 5 – Тип 5 (реактор проточного метода очистки РХО-8).

Fig. 3. Developed types of hydrogen storage and purification reactors: 1 – Type 1 (cartridge); 2-Type 2 (pipe board); 3-Type 3 (RHO-3 reactor) (pipe board); 4-Type 4 (only one cartridge, bellows); 5-Type 5 (RHO-8 flow-through purification reactor).

Для использования в подсистеме хранения водорода разработан реактор (PX-1), выполненный по конструктивной схеме в виде трубного пучка из 49 металлгидридных патронов, установленных внутри кожуха. Реактор поддерживает загрузку до 100 кг водородопоглощающего сплава типа AB_5 (Рис. 4).

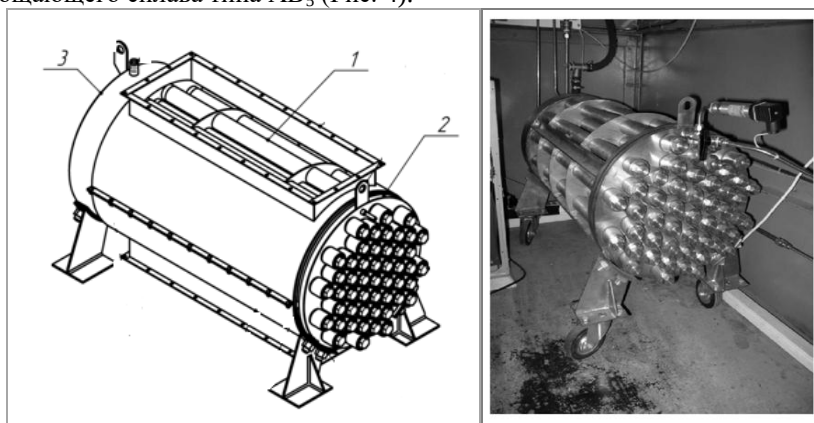


Рис. 4. Металлогидридная система хранения водорода (PX-1) на 12 норм.м³ водорода для питания топливного элемента. 1 – единственный патрон с металлгидридом, 2 – водородный коллектор, 3- водяной коллектор.

Fig. 4. Metal hydride hydrogen storage system (PX-1) for 12 norms.m³ of hydrogen to power the fuel cell. 1 – single cartridge with metal hydride, 2-hydrogen collector, 3-water collector.

Для исследования процессов системной интеграции металлгидридных устройств с топливным элементом и электролизером была разработана энергоустановка водородного накопителя энергии емкостью 1 кВтч и мощностью до 1 кВт (э) «H₂Smart», а также образец водородной энергоустановки мощностью 200 Вт (э) «H₂Bio», предназначенный для очистки и хранения биоводорода, представляющего собой смесь газов, состоящую преимущественно из углекислоты и водорода, являющуюся продуктом жизнедеятельности микроорганизмов, либо смеси газов, моделирующей состав биоводорода. В качестве топливных элементов были выбраны серийные модели компании «Relion» E-200 и Relion E-1100 электрической мощностью соответственно 200 и 1100 Вт. В качестве электролизера была использована система H₂Box-100 компании «Гидрогениус».



Рис. 5. Общий вид энергоустановок: слева - «H₂Bio», справа - «H₂Smart».
Fig. 5. General view of power plants: on the left - "H₂Bio", on the right - "H₂Smart".

В состав экспериментальной установки H₂Bio входит модельный источник биоводорода (газовый смесевой баллон), подсистема хранения водорода низкого давления на базе двух металлгидридных устройств PXO-8, подсистема генерации электрической энергии на базе топливного элемента (H₂Power 200), блок аккумуляторных батарей (АКБ), DC/AC инвертор, а также автоматизированная система научных исследований (АСНИ) на базе интегрированного шасси NI PXI.

В состав экспериментальной установки H₂Smart входит подсистема электролиза (H₂Vox-100), подсистема хранения водорода (Тип-1), подсистема генерации электрической энергии на базе топливного элемента (Relion), блок аккумуляторных батарей (АКБ), DC/AC инвертор.

Обе системы смонтированы в виде отдельных модулей и размещены в стандартных 19-дюймовых стойках. Габариты и вес установок позволяют их размещение в помещениях с шириной дверного проема не менее 800 мм и транспортировку по горизонтальной поверхности силами одного человека.

Результаты и обсуждения

Основной количественной характеристикой, представляющей практический интерес при анализе работы металлгидридных устройств, является интегральная динамика сорбции водорода — изменение количества поглощенного водорода во времени. На основе интегральных динамических характеристик металлгидридных реакторов (Рис.6) были сделаны выводы о наиболее эффективной конструкции. Наиболее эффективным с точки зрения оптимизации теплообмена внутри засыпки металлгидридного слоя является уменьшение толщины поглощающего слоя и введение дополнительных каналов для тока теплоносителя внутрь засыпки. Для сравнения эффективности работы металлгидридных реакторов различных типов, разработанных для системы хранения и очистки водорода были проведены испытания абсорбции при ограничении максимального расхода в 120 нл/мин. Использовались типы реакторов, представленные на Рис.3.

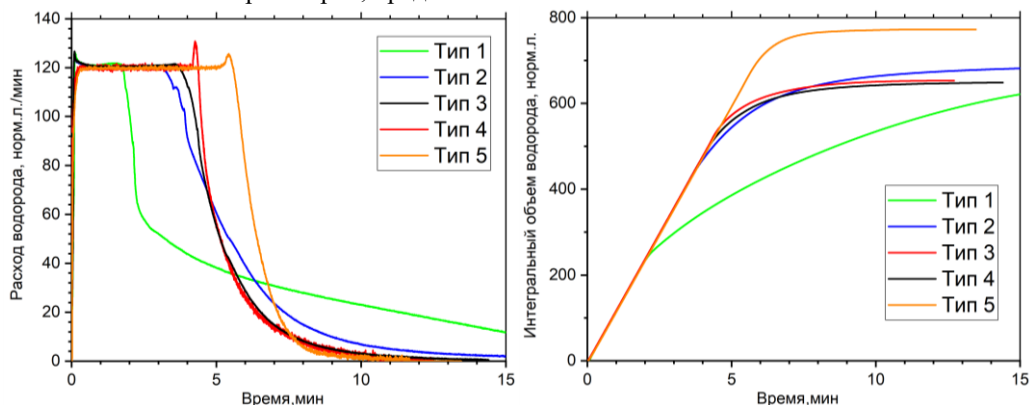


Рис. 6. Сорбция чистого водорода для пяти типов реакторов
Fig. 6. Sorption of pure hydrogen for five types of reactors

Для решения задачи извлечения водорода из смеси газов были использованы 2 метода очистки: метод периодической эвакуации примесей с использованием

металлогидридных реакторов типа 3 (РХО-3) и метод проточной очистки с помощью реактора типа 5 (РХО-8). Метод тонкой очистки с помощью разработанных реакторов основан на особенности гидридов металлов выборочно поглощать водород из водородсодержащего газа. При этом важна проблема отравления интерметаллического порошка, которая должна быть решена с использованием дополнительных систем очистки водорода в зависимости от конкретного приложения. Исследования очистки водорода проводились с использованием инертных газов в качестве примесей (N_2 и CO_2).

Метод очистки водорода с помощью реакторов РХО-3 заключается в периодической эвакуации смеси из свободного объема реактора, что может быть сделано разными режимами, в зависимости от целевой функции оптимизации (глубокое очищение или экономия водорода): постоянный интервал времени, за который происходит эвакуация обедненной смеси, постоянное давление, до которого производится сброс или постоянный эвакуируемый объема газа. Для дальнейшего развития подсистемы очистки был выбран режим «сброс до постоянного низкого давления (атмосферного)» (рис.7.).

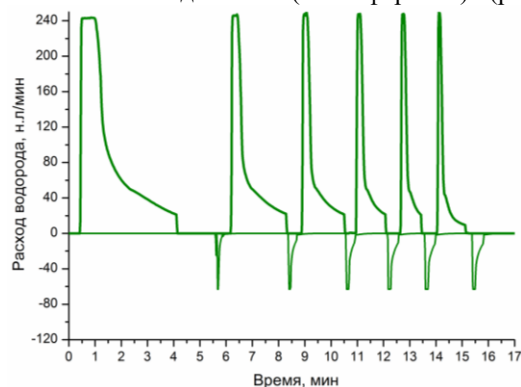


Рис. 7. Зарядка реактора РХО-3: водород с примесью (3% инертных газов), эвакуация до атмосферного давления

Fig. 7. Charging of the RHO-3 reactor: hydrogen with an admixture (3% of inert gases), evacuation to atmospheric pressure.

Целью экспериментов являлась оптимизация данного метода очистки с точки зрения уменьшения неизбежных потерь водорода и обеспечения требуемой топливным элементом чистоты (99,95%) водорода. Чистота водорода составила 99,99%. Потери водорода при данном режиме очистки могут достигать до 23% от общего потока, однако другие режимы не в состоянии обеспечить требуемую чистоту ТЭ.

Метод проточной очистки водорода заключается в непрерывной продувке загрязненного газообразного водорода через пористую засыпку ИМС. Эксперименты проводились с использованием реактора РХО-8 (Рис.3). Водород при этом поглощается засыпкой с образованием металлогидрида, а газообразная примесь (CO_2) непрерывно удаляется из свободного объема реактора. На рис. 8 представлены интегральные коэффициенты извлечения (КИ) водорода для смеси H_2 - CO_2 в зависимости от степени зарядки реактора и ограничения расхода смеси на входе.

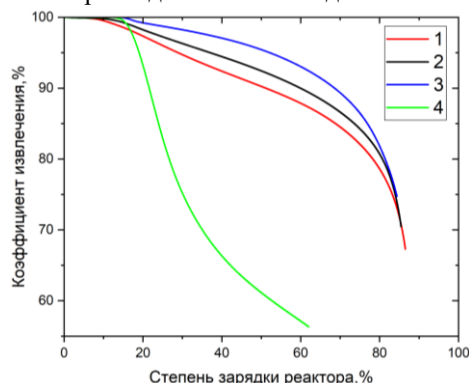


Рис. 8. Изменение интегрального КИ водорода в зависимости от степени зарядки ректора РХО-8 и ограничения расхода смеси H_2/CO_2 (50/50% об.): 1 –20 норм.л/мин; 2 –3 норм.л/мин; 3 – 10 норм.л/мин; 4 –3 норм.л/мин без охлаждения реактора

Fig. 8. Change in the integrated water supply depending on the degree of charging of the RHO-8 rector and the limit of the H_2/CO_2 line (50/50% of water): 1 -20 norm. l / min; 2 -3 norm.l / min; 3-10 normal l / min; 4 -3 normal l / min without reactor cooling

Применение способа проточной очистки при помощи реактора РХО-8 показывает высокие показатели извлечения водорода (интегральные значения коэффициента извлечения водорода достигают свыше 85% при достаточно высокой степени заполнения реактора $V/V_{\max} \leq 80\%$ (Рис. 8)) для последующей аккумуляции и использования в ТЭ.

На Рис. 9 представлены результаты работы экспериментальной энергоустановки H_2Bio . Весь извлеченный водород при помощи реакторов проточной очистки РХО-8 направлен в ТЭ (мощностью 200 Вт) для генерации энергии.

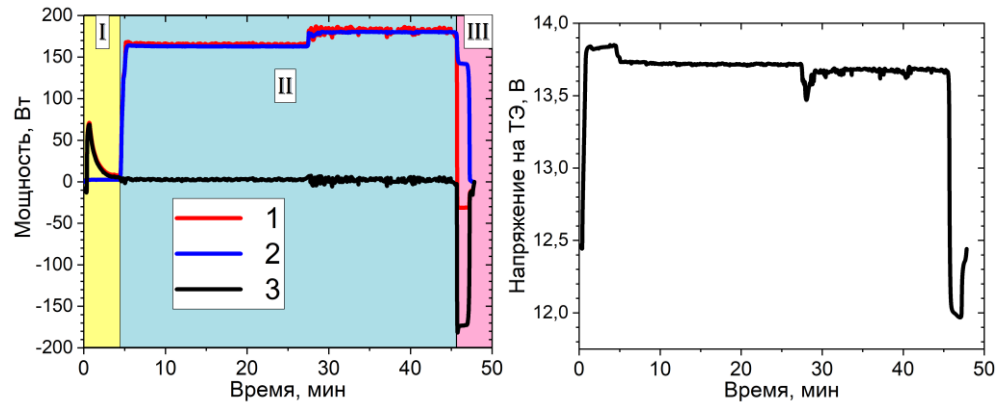


Рис. 9. Энергетические характеристики H_2Bio : 1 – мощность ТЭ, 2 – мощность на нагрузке, 3 – мощность от аккумулятора, I – режим зарядки АКБ, II – режим работы на нагрузку, III – режим отключения ТЭ

Fig. 9. Energy characteristics of H_2Bio : 1 - power of the fuel cell, 2 – load power, 3-battery power, I-battery charging mode, II-load operation mode, III-fuel cell shutdown mode

На рис. 10 представлены результаты работы экспериментальной установки H_2Smart в смешанном режиме (нагрузка на потребителе не более 500 Вт). Разрядка реактора обеспечивается за счет сбросного тепла горячего воздуха во время работы ТЭ. ТЭ запитывался от полностью заряженного реактора Тип-1 (Рис.3).

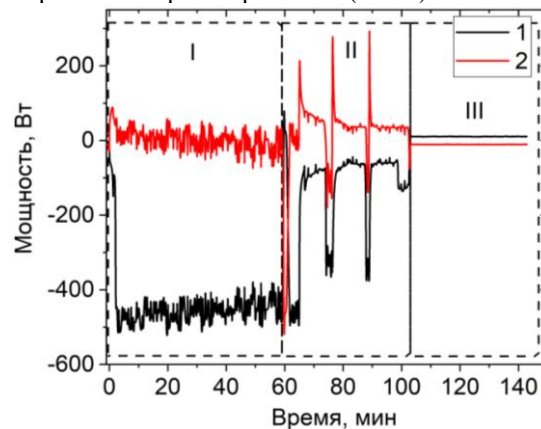


Рис. 10. Электрическая мощность ТЭ (1) и мощность АКБ (2) в различных режимах работы. Отрицательные значения – отдача электрической энергии во внешнюю сеть, положительные – потребление энергии для ТЭ или зарядка для АКБ. I – нормальная работа ТЭ на нагрузку и заряд АКБ, II – переходный режим (нехватка давления в реакторе, периодические отключение ТЭ и работа АКБ на выдачу энергии), III – отключение ТЭ и АКБ (отсутствие нагрузки)

Fig. 10. Electric power of the fuel cell (1) and battery power (2) in different operating modes. Negative values – the return of electrical energy to the external network, positive-energy consumption for the fuel cell or charging for the battery. I – normal operation of the fuel cell for the load and battery charge, II-transient mode (lack of pressure in the reactor, periodic shutdown of the fuel cell and battery operation for energy output), III-shutdown of the fuel cell and battery (no load).

Выводы

В металлгидридных системах аккумулярования и очистки водорода водород находится в связанном состоянии в гидридах металлов и сплавах при высокой плотности хранения и относительно небольшом давлении (до десятков атм.), что является довольно безопасным и удобным для их применения в автономных системах энергообеспечения.

Используемые в металлгидридных системах ИМС обладают способностью избирательного поглощения водорода, что позволяет использовать их для разработки систем извлечения водорода и использовать комбинированные металлгидридные системы хранения и очистки водорода. Применение металлгидридного способа проточной очистки водорода показывает высокие показатели извлечения водорода при больших объемных содержаниях водорода в смеси ($\geq 10\%$ об.) для последующей аккумуляции и использования в ТЭ, в то время как метод периодической эвакуации накопившихся примесей наиболее эффективен при низких содержаниях водорода в смеси ($< 10\%$ об.)

Внешнее охлаждение металлгидридных реакторов оказывается малоэффективным, для интенсификации охлаждения реактора необходимо использовать сорбирующий слой толщиной не более 10 мм и использовать теплообменные аппараты типа «трубный пучок» и «труба в трубе».

Экспериментально показана возможность интеграции металлгидридных систем водородного аккумулирования и очистки водорода с ТЭ и электролизером, а также отработаны основные рабочие режимы энергоустановок. Полученные результаты подтверждают возможность технической реализации концепции работы металлгидридного устройства с электролизером и ТЭ, где тепло от ТЭ с воздушным охлаждением отводится на десорбцию водорода в металлгидридном реакторе.

Литература

1. International Energy Agency. The Future of Hydrogen, Seizing Today's Opportunities // International Energy Agency: Paris, France, 2019.
2. IRENA, Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
3. REN21. Renewables 2020 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat 2020.
4. Kuleshov N.V.; Kuleshov V.N.; Dovbysh S.A., et al. Development and performances of a 0.5 kW high-pressure alkaline water electrolyser. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, V.44. Issue 56. P. 29441-29449.
5. IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
6. Sołowski G., Konkol I., Cenian A. Methane and hydrogen production from cotton waste by dark fermentation under anaerobic and micro-aerobic conditions // Biomass and Bioenergy. 2020.V. 138. Pp. 105576.
7. Khongkliang P., Jehlee A., Kongjan P., et al. High efficient biohydrogen production from palm oil mill effluent by two-stage dark fermentation and microbial electrolysis under thermophilic condition, International Journal of Hydrogen Energy. 2019. V.44. Issue 60. P. 31841-31852.
8. Zhiznin S.Z., Timokhov V.M., Gusev A.L. Economic aspects of nuclear and hydrogen energy in the world and Russia, International Journal of Hydrogen Energy. 2020. V. 45. Issue 56. P. 31353-31366.
9. Fonseca J.D., Camargo M., Commenge J-M., et al. Trends in design of distributed energy systems using hydrogen as energy vector: A systematic literature review. International Journal of Hydrogen Energy, 2019. V.44. Issue 19. P. 9486-9504.
10. Manickam K., Mistry P., Walker G., et al. Future perspectives of thermal energy storage with metal hydrides, International Journal of Hydrogen Energy 2019. V.44. Issue 15. P. 7738-7745.
11. Nyamsi S.N., Lototsky M., Tolj I. Selection of metal hydrides-based thermal energy storage: Energy storage efficiency and density targets, International Journal of Hydrogen Energy. 2018. V.43. Issue 50. P. 22568-22583.
12. Sun D.-W., Deng S.-J. A theoretical model predicting the effective thermal conductivity in powdered metal hydride beds // International Journal of Hydrogen Energy. 1990. V. 15. № 5. pp 331-336.
13. Артемов В.И., Лазарев Д.О., Яньков Г.Г., и др. Влияние неабсорбируемых газовых примесей на процессы теплообмена в металлгидридных устройствах для аккумулирования и очистки водорода // Теплофизика высоких температур. 2004. Т. 42. № 6. С. 972.
14. Sandrock G.D., Goodell P. D. Cyclic life of metal hydrides with impure hydrogen: Overview and engineering considerations // Journal of the Less Common Metals. 1984. V. 104. № 1. P. 159-173.

15. Тарасов Б.П., Шилкин С.П. Взаимодействие интерметаллических соединений LaNi₅ и CeCo₃ с водородом в присутствии Ar, CH₄ и CO₂ // Журнал неорганической химии, 1994. С. 18-22.
16. Glagoleva A.A., Blinov D.V., Borzenko V.I. Novel kW scale hydrogen energy storage system utilizing fuel cell exhaust air for hydrogen desorption process from metal hydride reactor. *Energy*. 2019. V.183. P. 1244-1252.
17. Han G., Kwon YK., Kim J.B., et al. Development of a high-energy-density portable/mobile hydrogen energy storage system incorporating an electrolyzer, a metal hydride and a fuel cell, *Applied Energy*. 2020. V. 259. pp.114175.
18. Казаков А.Н., Дуников Д.О., Борзенко В.И. Разработка методики изготовления и исследования образцов интерметаллических соединений для систем хранения и очистки биоводорода // Вестник Московского энергетического института. 2014. №3. С. 17-21.
19. Borzenko V.I, Romanov I.A., Dunikov D.O, et al. Hydrogen sorption properties of metal hydride beds: Effect of internal stresses caused by reactor geometry, *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. V44. Issue 12. P. 6086-6092.
20. Artemov V.I., Minko K.B., Yan'kov G.G. Numerical study of heat and mass transfer processes in a metal hydride reactor for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2016. V.41. Issue 23. P. 9762-9768.
21. Nashchekin M.D., Minko K.B., Artemov V.I. Numerical analysis of constructive and regime parameter effects on the efficiency of metal hydride systems for hydrogen purification. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2019.V. 14. P. 100485.

Авторы публикации

Блинов Дмитрий Викторович – канд. техн. наук, ст. научн. сотр. лаборатории водородных энергетических технологий Объединенный институт высоких температур РАН, доцент кафедры Химии и электрохимической энергетики, Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт».

Борзенко Василий Игоревич – канд. техн. наук, заведующий лабораторией водородных энергетических технологий, Объединенный институт высоких температур РАН.

Кулешов Николай Васильевич – д-р техн. наук., профессор, заведующий кафедрой Химии и электрохимической энергетики, Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт».

Бездудный Александр Владимирович – аспирант, Объединенный институт высоких температур РАН.

References

1. *International Energy Agency*. The Future of Hydrogen, Seizing Today's Opportunities. International Energy Agency: Paris, France. 2019.
2. IRENA, *Hydrogen: A renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
3. REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat 2020.
4. Kuleshov NV, Kuleshov VN, Dovbysh SA, et al. Development and performances of a 0.5 kW high-pressure alkaline water electrolyser. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;44(56):29441-29449.
5. IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2020.
6. Sołowski G, Konkol I., Cenian A. Methane and hydrogen production from cotton waste by dark fermentation under anaerobic and micro-aerobic conditions. *Biomass and Bioenergy*. 2020;138:105576.
7. Khongkhiang P, Jehlee A, Kongjan P, et al. High efficient biohydrogen production from palm oil mill effluent by two-stage dark fermentation and microbial electrolysis under thermophilic condition, *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;44(60):31841-31852.
8. Zhiznin SZ, Timokhov VM, Gusev AL. Economic aspects of nuclear and hydrogen energy in the world and Russia. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45(56):31353-31366.

9. Fonseca JD, Camargo M, Commenge J-M, et al. Trends in design of distributed energy systems using hydrogen as energy vector: A systematic literature review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;44(19):9486-9504.
10. Manickam K, Mistry P, Walker G, et al. Future perspectives of thermal energy storage with metal hydrides. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;44(15):7738-7745.
11. Nyamsi SN, Lototsky M, Tolj I. Selection of metal hydrides-based thermal energy storage: Energy storage efficiency and density targets, *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018;43(50):22568-22583.
12. Sun D.-W, Deng S.-J. A theoretical model predicting the effective thermal conductivity in powdered metal hydride beds. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1990;15(5):331-336.
13. Artemov VI, Lazarev DO, YAn'kov GG, et al. Vliyanie neabsorbiruemykh gazovykh primesej na processy teplomassoobmena v metallogidridnykh ustroystvakh dlya akkumulirovaniya i ochistki vodoroda *Teplofizika vysokih temperatur*. 2004;42(6):972.
14. Sandrock GD, Goodell PD. Cyclic life of metal hydrides with impure hydrogen: Overview and engineering considerations. *Journal of the Less Common Metals*. 1984;104(1):159-173.
15. Tarasov BP, SHilkin SP. Vzaimodejstvie intermetallicheskih soedinenij LaNi₅ i CeCo₃ s vodorodom v prisutstvii Ar, CH₄ i CO₂. *ZHurnal neorganicheskoy himii*. 1994. pp. 18-22.
16. Glagoleva AA, Blinov DV, Borzenko VI. Novel kW scale hydrogen energy storage system utilizing fuel cell exhaust air for hydrogen desorption process from metal hydride reactor. *Energy*. 2019;183:1244-1252.
17. Han G, Kwon YK, Kim JB., et al. Development of a high-energy-density portable/mobile hydrogen energy storage system incorporating an electrolyzer, a metal hydride and a fuel cell. *Applied Energy*. 2020;259:141-175.
18. Kazakov AN, Dunikov DO, Borzenko VI. Razrabotka metodiki izgotovleniya i issledovaniya obrazcov intermetallicheskih soedinenij dlya sistem hraneniya i ochistki biovodoroda. *Vestnik Moskovskogo energeticheskogo instituta*. 2014;3:17-21.
19. Borzenko VI, Romanov IA, Dunikov DO, et al. Hydrogen sorption properties of metal hydride beds: Effect of internal stresses caused by reactor geometry. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019;44(12):6086-6092.
20. Artemov VI, Minko KB, Yan'kov GG. Numerical study of heat and mass transfer processes in a metal hydride reactor for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2016;41:9762-9768.
21. Nashchekin MD, Minko KB, Artemov VI. Numerical analysis of constructive and regime parameter effects on the efficiency of metal hydride systems for hydrogen purification. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2019;14:100485.

Authors of the publication

Dmitry V. Blinov – Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia. Email: h2lab@mail.ru.

Vasily I. Borzenko – Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Nikolay V. Kuleshov – National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia.

Alexander V. Bezdudny – Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Получено

10 марта 2021г.

Отредактировано

24 марта 2021г.

Принято

05 апреля 2021г.



РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ ПО ПОЛУЧЕНИЮ ВОДОРОДА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ

Э.А. Бекиров¹, М.М. Асанов², С.Ш. Нусретова³

Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского, г. Симферополь, Россия

¹ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0219-668X>, bekirov.e.a@cfuv.ru

²ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8268-8114>, asanov.m.m@cfuv.ru

³nusretova.s.s@cfuv.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Проанализировать современное состояние и перспективы развития водородной энергетики. Рассмотреть возможность реализации проекта по производству водорода на территории Республики Крым. Выбрать подходящее место для строительства объекта. Предусмотреть использование возобновляемых источников для снабжения потребителей объекта электроэнергией. Изучить существующие методы получения водорода с целью выбора подходящего для использования на территории Республики Крым. Рассчитать объемы электроэнергии, вырабатываемой выбранным источником и потребляемой элементами системы получения водорода. Определить стоимость реализации проекта и срок его окупаемости. МЕТОДЫ. Для достижения поставленных целей использовался метод расчета объема электроэнергии, вырабатываемой источником, а также метод определения стоимости реализации проекта и окупаемости по данным из открытых источников. В работе выполнено моделирование объекта, состоящего из источника электроэнергии – солнечной электростанции установленной мощностью 110 МВт, системы получения водорода – электролизера мощностью 50 МВт, системы опреснения морской воды – установки обратного осмоса с производительностью 600 тонн воды в сутки. Были проанализированы электролизеры различных типов. РЕЗУЛЬТАТЫ. Определен баланс энергии, вырабатываемой и потребляемой элементами системы получения водорода. Рассчитаны капитальные затраты на реализацию и ежегодные эксплуатационные затраты проекта. ВЫВОДЫ. Окупаемость такого проекта, по предварительным оценкам, составит от семи до восьми лет с объемом капитальных вложений около пяти миллиардов рублей.

Ключевые слова: водородная энергетика; перспективы развития; водородная стратегия; электролиз; возобновляемые источники.

Для цитирования: Бекиров Э.А., Асанов М.М., Нусретова С.Ш. Развитие энергокомплексов по получению водорода на территории Республики Крым // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С.161-172. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-161-172.

DEVELOPMENT OF ENERGY COMPLEXES FOR THE PRODUCTION OF HYDROGEN IN THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF CRIMEA

EA. Bekirov¹, MM. Asanov², SSh. Nusretova³

VI. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia

¹ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0219-668X>, bekirov.e.a@cfuv.ru

²ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8268-8114>, asanov.m.m@cfuv.ru

³nusretova.s.s@cfuv.ru

Abstract: THE PURPOSE. To analyze the current state and prospects for the hydrogen energy development. To consider the possibility of implementing a project aimed at producing hydrogen on the territory of the Republic of Crimea. To choose a suitable location for the facility construction. To provide for the use of renewable sources to supply consumers of the facility with electricity. To study the existing methods of obtaining hydrogen in order to select the suitable one for use on the territory of the Republic of Crimea. To calculate the amount of

electricity generated by the selected source and consumed by the elements of the hydrogen production system. To determine the cost of the project and its payback period. **METHODS.** The method of calculating the amount of electricity generated by the source, as well as the method for determining the cost of project implementation and payback based on data from open sources were used to achieve the set goals. In this work, a simulation of a facility consisting from an electricity source – a solar power plant with an installed capacity of 110 MW, a hydrogen production system – an electrolyser with a capacity of 50 MW, a seawater desalination system – a reverse osmosis unit with a capacity of 600 tons of water per day was performed. Various types of electrolysers were analyzed. **RESULTS.** The balance of energy generated and consumed by the elements of the hydrogen production system was determined. The capital costs of implementation and the annual operating costs of the project were calculated. **CONCLUSION.** The recoupment of such a project, according to preliminary estimates, will be from seven to eight years with a capital investment of about five billion rubles.

Keywords: hydrogen energy; development prospects; hydrogen strategy; electrolysis; renewable sources.

For citation: Schastlivtsev AI., Molotov IM., Borzenko VI. Investigation of thermal processes in hydrogen-oxygen steam generators of kilowatt power class. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(2):161-172. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-161-172.

Введение

Водородная энергетика уже давно интересует не только узких специалистов в этой области. С недавних пор ей отводят основную роль в решении проблемы энергоснабжения потребителей, не загрязняя при этом окружающую среду. Большие перспективы и у использования водородных энергоустановок на транспорте. Достаточно будет отметить, что целый ряд стран разработали стратегию развития водородной энергетике на годы вперед. Среди них Австралия, Германия, Европейский союз, Нидерланды, Россия, Япония.

Отмечают следующие преимущества водородной энергетике [1]:

- будет способствовать решению целого ряда энергетических проблем, главная из которых – декарбонизация целого ряда секторов: транспорт, химическая промышленность, черная металлургия. Кроме того, повысит гибкость энергетической системы;
- водород может быть произведен несколькими способами, с использованием целого ряда источников энергии;
- будет решать задачи аккумулирования энергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками, что повысит эффективность их работы.

Однако, в настоящее время водородная энергетика сталкивается с целым рядом проблем. Основным является тот факт, что сейчас получение водорода основано на использовании ископаемого топлива, т.е. нельзя говорить о нейтральном для экологии производстве. Почти 95 % водорода генерируется посредством сжигания газа и угля [1]. Цена такого водорода в Европейском союзе составляет около 1,5 евро за кг. Если во время его добычи таким способом заниматься утилизацией выбросов CO₂, цена возрастает до 2 евро за кг. При применении возобновляемых источников энергии для решения этой задачи, стоимость такого «зеленого водорода» возрастает в разы и составляет около 2,5 – 5,5 евро за кг [2].

Кроме того, для эффективной борьбы с загрязнением окружающей среды необходимо стимулировать повсеместное внедрения водорода во все отрасли взамен ископаемого топлива.

На текущий момент в мире производится около 55 млн. тонн водорода в год. Спрос на него растет примерно на 5% в год. Большая часть водорода используется в химической и нефтеперерабатывающей промышленности [3, 4]. Водород можно получить разными способами. Наиболее известный способ получения водорода – электрохимический. На него приходится около 3,9 % всего произведенного водорода [5]. Он обладает целым рядом преимуществ [6]:

- в результате электролиза получается очень чистый водород;
- технологический процесс достаточно прост, его можно полностью автоматизировать;
- наряду с водородом образуется кислород и тяжелая вода.

В промышленном масштабе в настоящее время водород получают в процессе паровой конверсии метана. Его применяют в нефтяной промышленности, при изготовлении удобрений и в ракетной технике.

Все положительные качества водорода могут быть реализованы с использованием топливных элементов. Они представляют собой электрохимические генераторы, в которых происходит прямое преобразование химической энергии топлива в электрическую без промежуточных стадий. Среди их главных преимуществ выделяют следующие [7]:

- высокая энергетическая эффективность (КПД достигает 60-65 %);
- высокая надежность;
- небольшие выбросы вредных веществ в атмосферу;
- бесшумность;
- отсутствие ограничений для их размещения у потребителей.

Топливные элементы классифицируются по типу электролита и рабочим температурам. Выделяют низко-, средне- и высокотемпературные элементы. Рассмотрим каждый из этих типов подробнее [7, 8].

Низкотемпературные топливные элементы:

- элементы с полимерной протонообменной мембраной: рабочие температуры – 60-100 °С, КПД – 60 %, электролит – полимерная мембрана.
- прямые метаноловые элементы: рабочие температуры – 50-90 °С, КПД – 40 %, электролит – полимерная мембрана.
- щелочные элементы: рабочие температуры – 50-250 °С, КПД – до 70 %, электролит – щелочь КОН.

Среднетемпературные топливные элементы:

- фосфорно-кислотные элементы: рабочие температуры – 160-200 °С, КПД – более 40 %, электролит – концентрированный раствор фосфорной кислоты.

Высокотемпературные топливные элементы:

- расплавкарбонатные элементы: рабочие температуры – 600-700 °С, КПД – 50 %, электролит – расплавленные соли либо твердые ионные проводники.
- твердооксидные элементы: рабочие температуры – 550-850 °С, КПД – 60-75 %, электролит – твердый керамический материал, состоящий из смеси различных оксидов.

Наибольшее распространение получили низкотемпературные элементы с полимерной протонообменной мембраной и высокотемпературные твердооксидные элементы. Первые способны быстро менять свою выходную мощность в широком диапазоне, имеют небольшое время пуска-остановки. Они уже используются на транспорте и в системах резервного электроснабжения. Вторые имеют высокий КПД и могут быть установлены на стационарных объектах большой мощности.

Еще одной важной задачей является транспортировка полученного водорода с места его производства к потребителям.

Газообразный и сжиженный водород можно перевозить наземным и водным транспортом. При его транспортировке существуют серьезные ограничения движения цистерн вблизи населенных пунктов. Перевозка контейнеровозами газообразного водорода привлекательна своей простотой. Она сопровождается относительно небольшими потерями и не требует дорогостоящего оборудования в месте приемки газа. Однако сопряжена с высокими затратами при необходимости транспортировки больших объемов. Сжиженный водород занимает намного меньше объема, чем газообразный при равной массе (его плотность 70 кг/м³, газообразного – 0,09 кг/м³). Но его транспортировке присущи существенные потери, например, на создание перепада давления между установкой сжижения и цистерной, от несовершенства теплоизоляции цистерны. Кроме того, для сжижения водорода необходимы соответствующие установки и большое количество энергии. Транспортировка водорода водным транспортом на большие расстояния активно разрабатывается, в основном, в Японии. За основу были взяты танкеры для перевозки сжиженного природного газа [9, 10].

Наиболее перспективным методом транспортировки считается использование системы специальных трубопроводов. Длина уже существующих трубопроводов в Западной Европе составляет, по некоторым оценкам, 1500 км, а в США 900 км. Наибольшая их часть в Европе находится во Франции, Германии и странах Бенилюкс. Рабочее давление в них составляет от 0,34 до 10 МПа, а их диаметр – 10-300 мм. Возможно применение трубопроводов для природного газа с целью транспортировки водорода. Считается, что если водород занимает объем меньше 20% от объема передаваемого газа, это не вредит существующей инфраструктуре. В этом случае потребуется система, разделяющая водород и природный газ [9, 10].

Вопрос хранения водорода стоит достаточно остро. Получили распространение целый ряд методов, среди которых, хранение газообразного водорода в резервуарах высокого давления, жидкого водорода и хранение водорода в связанном состоянии, т.е. в составе твердых или жидких носителей, содержащих водород.

Технология хранения газообразного водорода в резервуарах высокого давления аналогична хранению природного газа. Основным преимуществом этого метода состоит в возможности быстрой передачи газа потребителю, например, транспортному средству. Однако для этого требуются специальные баллоны и компрессорные станции для их заправки.

Хранение сжиженного водорода сопряжена с проблемами, отмеченными выше при описании методов его транспортировки. Можно дополнительно отметить, что на сжижение водорода используется около 25-30% энергии сжиженного газа. В настоящее время разрабатываются технологии сжатия сжиженного водорода для более эффективного его хранения [10, 11].

Общепризнанным лидером в отрасли водородной энергетики является Япония. Она импортирует большую часть энергоносителей, а именно более 90 %. Самообеспеченность этой страны энергией составляет всего 6-7 %, в большей степени из-за остановки атомных электростанций после землетрясения в 2011 году [12]. По размерам выбросов CO₂ в атмосферу согласно статистики за 2019 год Япония заняла 5 место в мире, обогнав такие страны, как Германия, Южная Корея и Иран [13]. Именно поэтому, Японией в 2017 году была принята Базовая водородная стратегия [14], направленная на решение целого ряда задач, в том числе:

- диверсификация поставок энергоносителей для обеспечения энергетической безопасности государства;
 - снижение выбросов углекислого газа в атмосферу;
 - укрепление лидерских позиций в сфере инновационных разработок в отрасли.
- Эта стратегия, в частности, предусматривает:
- увеличение объемов производства водорода до 300 тыс. тонн в год к 2030 году и уменьшение его стоимости до 30 йен/м³ (около 3\$/кг);
 - снижение стоимости производства энергии водородными энергоустановками до 17 йен/кВтч к 2030 году;
 - увеличение количества транспортных средств на топливных элементах до 800 тыс, в том числе, автобусов до 1200 к 2030 году;
 - увеличение количества водородных заправочных станций до 900 к 2030 году.

В Евросоюзе в 2020 году была представлена «Водородная стратегия для климатически нейтральной Европы» [2]. В ней водороду отводится важная роль в достижении, так называемой, углеродной нейтральности стран Европейского Союза к 2050 году. Там отмечено, что в настоящее время большая часть водорода добывается с использованием ископаемого топлива. Это приводит к ежегодным выбросам CO₂ в Европе в размере, по разным оценкам, от 70 до 100 млн тонн. Только с увеличением объемов использования водорода наряду с полной декарбонизацией его производства можно будет достигнуть отмеченной выше амбициозной цели по защите окружающей среды. Стратегия дала начало Европейскому альянсу чистого водорода, призванному объединить между собой государственные органы, промышленность и гражданское общество для разработки инвестиционной программы и ряд конкретных проектов. Для вступления в альянс организации достаточно заполнить онлайн форму на сайте проекта. Стратегия предполагает следующие основные этапы [2]:

- с 2020 по 2024 год установку на территории Европейского Союза электролизеров на возобновляемых источниках мощностью, как минимум, 6 ГВт для получения 1 млн тонн водорода в год;
- с 2025 по 2030 год увеличение мощности электролизеров до, по крайней мере, 40 ГВт для получения 10 млн тонн водорода в год. Водород при этом станет неотъемлемой частью интегрированной энергетической системы. Такой «зеленый водород» предположительно сможет конкурировать на рынке с добытым другими методами. Кроме того, он при необходимости будет использоваться для аккумулирования энергии, выработанной возобновляемыми источниками.
- с 2030 по 2050 год технологии получения водорода с использованием возобновляемых источников должны быть усовершенствованы и внедрены во все сектора промышленности.

Предположительные затраты на реализацию этой стратегии с 2020 по 2050 год составят 180-470 млрд евро.

Россия имеет существенные научные достижения в области водородной энергетики. Исследования велись в 1970-е годы в рамках государственной программы «Водородная энергетика», в ходе которой была разработана стратегия производства водорода с использованием атомной энергии. В последней четверти 20 века были реализованы такие проекты, как ракетно-космический комплекс «Энергия-Буран», энергетические установки подводных лодок, самолет-лаборатория «Ту-155» на водороде. В настоящее время, объем производимого в России водорода составляет около 5 млн тонн в год [15].

В России в 2020 году был принят план мероприятий под названием «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года» [16]. Данная стратегия ориентирована на создание области водородной энергетики, ориентированной на экспорт. Речь идет как о водороде российского производства, так и отечественных технологий водородной энергетики. Необходимые для реализации указанной цели мероприятия поделены на 8 разделов, в том числе:

- мероприятия по стимулированию и государственной поддержке развития водородной энергетики;
- формирование производственного потенциала;
- реализация приоритетных пилотных проектов в области водородной энергетики;
- научно-техническое развитие и разработка высокотехнологичных решений;
- развитие кадрового потенциала.

Республика Крым обладает большим потенциалом развития водородной энергетики. На ее территории расположен целый ряд электростанций на возобновляемых источниках, [17]:

- шесть солнечных электростанций (СЭС) общей установленной мощностью 406,96 МВт (самая крупная СЭС в районе с. Владиславовка Кировского района мощностью 110 МВт);
- семь ветряных электростанций (ВЭС) общей установленной мощностью около 89 МВт.

Он могут стать источниками энергии для производства «зеленого водорода». Если использовать электролизеры для этой цели совместно с СЭС, то нет необходимости в применении специального оборудования как для преобразования вырабатываемого тока (инверторы), так и для синхронизации с общей энергосистемой.

Стремительное развитие водородной энергетики поднимает на новый уровень вопросы снижения инвестиций в строительство и эксплуатацию установок получения водорода путем электролиза. Ведь от этого зависит стоимость водорода для потребителя, а, следовательно, и заинтересованность в его использовании. Рассматривают несколько путей решения этой проблемы [18]:

- изменение конструкции электролизера;
- поиск новых материалов взамен используемых дорогостоящих (иридий, платина);
- усовершенствование процесса производства водорода, оптимизация режимов работы электролизера.

Капитальные затраты на строительство электролизера существенным образом зависят от технологии получения водорода. На сегодняшний день существуют три основных типа электролизеров [18, 19]: щелочные, с полимерной протонообменной мембранной и твердооксидные. Ведутся также разработки электролизеров с анионообменной мембранной, которые имеют перспективу широкого внедрения. В таблице приведены основные характеристики различных типов электролизеров и капитальные затраты на их установку.

Операционные затраты OPEX (operating expenditure) обычно рассчитываются на основании капитальных затрат. В большинстве работ они принимаются равными около 1-3 % от CAPEX на электролизер. По результатам моделирования, в котором не учитывалась технология получения водорода, OPEX составили 40 долларов США/кВт для США и 50 долларов США/кВт для Европейского союза [19].

Другие затраты системы связаны, в основном, с необходимостью хранения полученного водорода. Они включают в себя систему трубопроводов, компрессорные установки, систему охлаждения и заправки емкостей. Рабочее давление электролизера с полимерной протонообменной мембранной довольно высокое. Следовательно, для такой системы дополнительное сжатие полученного водорода не потребуется. Другие затраты в таком случае оцениваются в 1,07 доллар США/кг водорода. Для систем с щелочными или твердооксидными электролизерами эти затраты составляют около 2,97 доллар США/кг

водорода. Общие совокупные дополнительные затраты на функционирование электролизера оцениваются в 50 долларов США/кВт [19].

Таблица

Характеристики различных типов электролизеров [18, 19]

Тип	Щелочные	С полимерной протонообменной мембранной	Твердооксидные
Рабочая температура	70-90 °С	50-80 °С	700-850 °С
Рабочее давление	1-30 бар	<70 бар	1 бар
Диапазон возможной нагрузки	15%-100%	5%-120%	30%-125%
Эффективность работы	50-78 кВт ч/кг H ₂	50-83 кВт ч/кг H ₂	40-50 кВт ч/кг H ₂
Срок службы	60 000 часов	50 000-80 000 часов	<20 000 часов
Капитальные затраты CAPEX (capital expenditure) (минимум 10 МВт) [18]	500-1000 доллар США/кВт	700-1400 доллар США/кВт	-
Капитальные затраты CAPEX [19]	571-1268 доллар США/кВт	385-2068 доллар США/кВт	677-2285 доллар США/кВт

Сырьем для получения водорода с помощью электролизной установки помимо электрической энергии является вода. Эффективность и надежность работы электролизера напрямую зависит от степени ее очистки. В технологическом процессе получения водорода возможно использование морской воды, для чего необходимо использовать опреснительные установки. Это может повысить стоимость производимого водорода. В среднем, влияние мероприятий по подготовке воды оценивают в размере 1 доллар США/м³ или около 0,01 доллар США/кг водорода [18]. Процесс электролиза в идеальном случае для получения 1 кг водорода требует 9 кг воды. В реальных системах расход воды значительно больше и зависит как от типа электролизера, так и от используемого источника электрической энергии. Так, для выработки 1 кг водорода с помощью электролизера с полимерной протонообменной мембранной необходимо 18,04 кг воды. Твердооксидный электролизер затратит на это 9,1 кг воды [20]. Если учитывать затраты воды, необходимые не только для процесса электролиза, но и для выработки электроэнергии, то показатели потребления воды для производства 1 кг водорода при использовании различных источников следующие (моделирование осуществлялось для Австралии): энергосеть – 129 кг воды, фотоэлектрическая установка – 43 кг воды, ветроэнергостанция – 17 кг воды [21]. В пользу использования возобновляемых источников совместно с электролизером свидетельствуют исследования, оценивающие влияние различных методов получения водорода, в том числе, методом паровой конверсии метана, электролиза, с применением угля и биогаза, на целый ряд факторов, объединенных в три группы: здоровье человека (8 показателей), экосистема (9 показателей) и ресурсы (2 показателя). Так, электролизер с полимерной протонообменной мембранной, который запитан от энергосети, имеет наихудшие показатели почти по всем анализируемым факторам. Результаты моделирования показали, что технология получения водорода методом электролиза может конкурировать с другими только при использовании возобновляемых источников энергии [20].

Площадь земли, которая необходима для реализации проектов больших электролизеров (мощностью больше 100 МВт), оценивается в ходе моделирования, ввиду отсутствия на сегодняшний день таких установок. Наиболее мощный, по состоянию на ноябрь 2020 года, электролизер, который находится в Канаде, имеет мощность 20 МВт. По некоторым оценкам, площадь земли, которую займет щелочной электролизер мощностью 1ГВт, составит 13 га, а электролизер с полимерной протонообменной мембранной такой же мощности – 17 га [18].

Материалы и методы

Для анализа перспективы совместной работы возобновляемых источников и электролизера для производства водорода на территории Республики Крым в качестве источника электрической энергии была выбрана СЭС в с. Владиславовка установленной мощностью 110 МВт. Считалось, что потребителями СЭС являются только электролизер и опреснительная установка. Был выполнен приблизительный расчет объема электрической энергии, вырабатываемой такой СЭС в год:

$$\sum_{i=1}^{12} W_{\text{СЭС}i} = \sum_{i=1}^{12} P_{\text{СЭС}} \cdot h_i \cdot d_i \cdot \frac{E_i}{E_{1000}},$$

где $W_{\text{СЭС}i}$ – объем электрической энергии, вырабатываемой СЭС в i -том месяце; $P_{\text{СЭС}}$ – установленная мощность СЭС; h_i, d_i – соответственно, количество часов солнечного сияния в день и количество дней в i -том месяце; E_i – интенсивность падающего на поверхность фотоэлектрической панели солнечного излучения в i -том месяце; $E_{1000}=1000 \text{ Вт/м}^2$ – интенсивность падающего на поверхность фотоэлектрической панели солнечного излучения, к которой привязаны каталожные данные панели.

В ходе вычислений были приняты следующие допущения:

- количество часов солнечного сияния в день: зима – 6 часов; весна, осень – 8 часов; лето – 12 часов;

- интенсивность падающего на поверхность фотоэлектрической панели солнечного излучения: зима – 400 Вт/м^2 ; весна, осень – 600 Вт/м^2 ; лето – 900 Вт/м^2 .

Мощность электролизера была выбрана исходя из того, что СЭС будет покрывать его потребности в электроэнергии, следовательно, производственный процесс будет зависеть от функционирования СЭС. Исходя из этого, было решено выбрать электролизер мощностью 50 МВт.

На основании данных, представленных в таблице, была рассчитана масса водорода, получаемая электролизерами различного типа выбранной мощности:

$$\sum_{i=1}^{12} m_{H_2i} = \sum_{i=1}^{12} \frac{W_{\text{эл}i}}{\eta_{\text{эл}}},$$

где m_{H_2i} – масса водорода, получаемая электролизером в i -том месяце; $W_{\text{эл}i}$ – электрическая энергия, потребляемая электролизером в i -том месяце; $\eta_{\text{эл}}$ – эффективность работы электролизера.

В качестве значения эффективности работы электролизера было взято среднее арифметическое указанных в таблице чисел. Исходя из этих вычислений была определена масса воды, необходимая для работы электролизеров, из расчета 43 кг воды на 1 кг водорода. Она составила 600 т/сутки. Для получения воды было решено использовать опреснительную установку обратного осмоса. Такая установка будет потреблять около 3 кВтч/м^3 [22].

Были определены CAPEX, OPEX и другие затраты на строительство и эксплуатацию электролизеров различных типов, а также CAPEX и OPEX на опреснительную установку. Значения CAPEX на электролизеры были посчитаны, на основании среднего арифметического указанных в таблице чисел. OPEX и другие затраты на электролизер были взяты по 50 долларов США/кВт. Для расчета CAPEX и OPEX на опреснительную установку использовались значения, соответственно, 2,23 евро/(м³ в год) и 4 % от CAPEX [22].

При оценке окупаемости использовались исследования, посвященные аналогичному проекту возобновляемый источник энергии-электролизер, где, в частности, отмечено, что он может быть реализован в течение двух лет и в первый год строительства потребует 75% вложений средств, а во второй – 25%. Кроме того, в результате проведенного моделирования была получена цена водорода в Европейском союзе и США на период 2020-2050 гг. В данном исследовании она была взята равной 6,62 долларов США/кг, что соответствует ее минимальному значению на 2020 год в Европейском союзе [19]. Затраты на электроэнергию не учитывались, т.к. считалось, что все моделируемые объекты образуют единую систему СЭС-электролизер-опреснительная установка.

Курсы валют для вычислений были взяты по состоянию на 1 марта 2021 года [23].

Результаты

На рис. 1 – 4 представлены результаты моделирования совместной работы солнечной электростанции, электролизера и опреснительной установки.

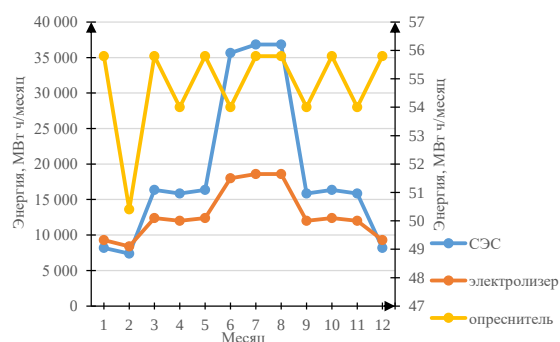


Рис. 1. Энергия, вырабатываемая СЭС и потребляемая электролизером и опреснительной установкой в течение года

Fig. 1. Energy generated by the SES and consumed by the electrolyzer and desalination plant during the year

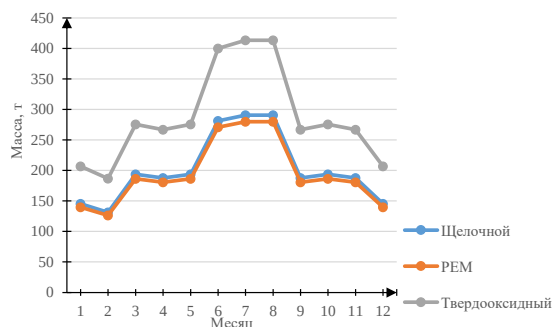


Рис. 2. Масса водорода, получаемая электролизерами различных типов в течение года

Fig. 2. The mass of hydrogen produced by various types of electrolyzers during the year

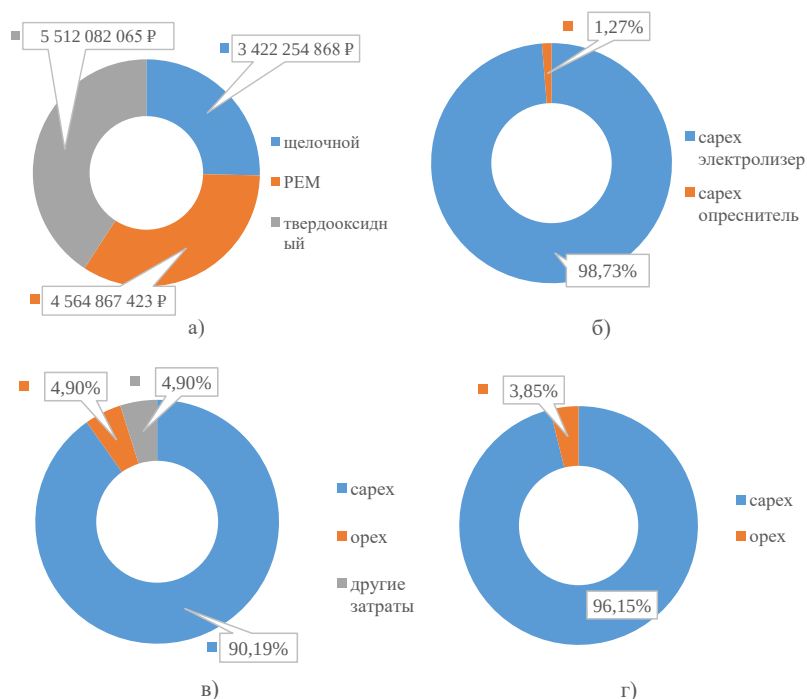


Рис. 3. Затраты денежных средств на проект:

а) сареx на электролизеры различных типов; б) доля сареx на электролизер и опреснительную установку в сареx на весь проект (на примере щелочного электролизера); в) доля сареx, орех и других затрат в затратах на электролизер (на примере щелочного электролизера); г) доля сареx и орех в затратах на опреснительную установку

Fig. 3. The cost of funds for the project:

а) Sarah the pots of various types; б) the proportion Sarah to the electrolyzer and the desalination plant in Sarah for the entire project (for example, alkaline electrolyzer); в) the proportion Sarah, walnut and other costs for the cell (for example, alkaline electrolyzer); г) share Sarah and nut in the cost of the desalination plant

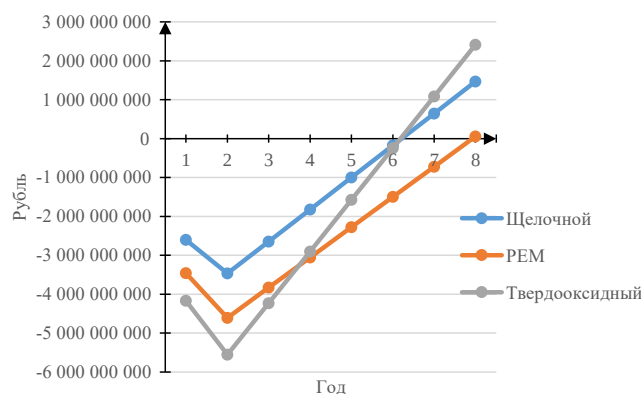


Рис. 4. Окупаемость проекта для электролизеров различного типа

Fig. 4. Project payback for various types of electrolyzers

Обсуждение

Моделирование совместной работы СЭС, электролизера и опреснительной установки показало, что дефицит электроэнергии для покрытия нужд потребителей существует только в зимние месяцы (рис. 1). В остальное время года объем электроэнергии, вырабатываемой СЭС, значительно выше необходимого. У этой проблемы может быть несколько решений. К примеру, при неблагоприятных погодных условиях режим работы электролизера может быть изменен с целью снижения энергозатрат, что несомненно повлияет на эффективность производства водорода. Кроме того, излишки электроэнергии, вырабатываемые СЭС, могут быть накоплены в специально предусмотренных для этого аккумуляторах с последующей выдачей потребителям по мере необходимости. Дополнительная ось на рисунке 1 была построена для удобства анализа данных о количестве электроэнергии, потребляемой опреснительной установкой.

Согласно расчетам, твердооксидный электролизер произведет большее количество водорода, чем установки другого типа аналогичной мощности, за тот же период времени (рис. 2). Это связано с тем, что эффективность преобразования им энергии потенциально выше, по сравнению с остальными (см. таблица).

Что касается капитальных затрат на строительство CAPEX, то, согласно таблице, они больше у твердооксидного электролизера (рис 3, а).

Проблему с водоснабжением можно решить с помощью опреснительной установки обратного осмоса, которая будет производить 600 т/сутки воды. Как показал расчет, доля CAPEX на нее в CAPEX на весь проект составляет всего 1,27 % (рис. 3, б). Причем, этой воды будет достаточно не только для производственного процесса, но и для покрытия потребностей близлежащих населенных пунктов.

Ежегодные эксплуатационные OPEX и другие затраты на электролизер и опреснительную установку лежат в пределах 3-5% от общих затрат на эти объекты (рис. 3, в-г).

Основные расходы на проект предусмотрены в первые два года его реализации. Срок окупаемости проекта составил 7 лет для твердооксидного и щелочного электролизера, а для электролизера с полимерной протонообменной мембраной – 8 лет. Затраты CAPEX на твердооксидный электролизер самые большие, однако за счет более высокой эффективности преобразования энергии при производстве водорода, данный тип электролизера является наиболее перспективным.

Заключение

Успехи в развитии и внедрении водородной энергетики многие страны связывают с достижением целей, касающихся нулевого значения вредных выбросов в атмосферу, поставленных на Парижской конференции по климату. Водород рассматривается в качестве топлива и средства для аккумулирования энергии. Он способен полностью вытеснить из всех сфер ископаемое топливо, продукты сгорания которого загрязняют окружающую среду. На нынешнем этапе развития водородной энергетики, среди прочих, остро стоит проблема получения водорода с минимально возможными выбросами в атмосферу. Эту задачу решают используя возобновляемые источники энергии для питания соответствующих установок получения водорода. Республика Крым, обладающая большим количеством солнечных и ветряных электростанций, может стать перспективным регионом для развития этого направления. В результате рассмотрения совместной работы солнечной электростанции установленной мощности 100 МВт, электролизера мощностью 50 МВт и

опреснительной установки с производительностью 600 т/сутки воды, была получена окупаемость такой проекта, которая составила 7 лет для твердооксидного и щелочного электролизера и 8 лет для электролизера с полимерной протонообменной мембранной. В данном исследовании не учитывалась возможность накопления излишков вырабатываемой электроэнергии для последующего обеспечения ею потребителей по мере необходимости, что может существенно увеличить объемы производимого водорода.

Литература

1. Hydrogen: A renewable energy perspective. Abu Dhabi (UAE): International Renewable Energy Agency (IRENA); 2019.
2. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brussels (Belgium): European commission; 2020.
3. Дресвянников А.Ф., Ситников С.Ю. Современные аспекты аккумуляирования водорода. Обзор // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2006. № 3-4. С. 72-84
4. Солодова Н.Л., Черкасова Е.И., Салахов И.И., и др. Водород - энергоноситель и реагент. Технологии его получения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 11-12. С. 39-50.
5. Gupta R.B., Basile A., Veziroglu T.N., editors. Compendium of Hydrogen Energy Volume 1: Hydrogen Production and Purification. UK: Woodhead Publishing; 2015.
6. Петрушенко Ю.Я., Марченко Г.Н., Юдина Н.А., и др. Водородная энергетика как альтернатива углеводородному и иным энергообогатенным видам сырья // Энергетика Татарстана. 2007. № 4 (8). С. 49-61.
7. Петрушенко Ю.Я., Сулейманов Н.М., Матухин В.Л., и др. На пути к водородной энергетике // Энергетика Татарстана. 2007. № 1. С. 14-23.
8. Филиппов С. Голодницкий А., Кашин А. Топливные элементы и водородная энергетика // Энергетическая политика. 2020. № 11(153). С. 28-39.
9. Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3 (21). С. 18-24.
10. Gupta R.B., Basile A., Veziroglu T.N., editors. Compendium of hydrogen energy. Vol. 2, Hydrogen storage, distribution and infrastructure. UK: Woodhead Publishing; 2016.
11. Алексеева О.К., Козлов С.И., Самсонов Р.О., и др. Системы хранения водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2009. № 4 (10). С. 68-75.
12. Мастепанов А., Хирофуми А. Водородная стратегия Японии // Энергетическая политика. 2020. №11(153). С. 62-73.
13. Global Energy Statistical Yearbook 2020. Доступно по: <https://yearbook.enerdata.net/>. Ссылка активна на 2 марта 2021.
14. Basic Hydrogen Strategy. Tokyo: Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues; 2017.
15. Мастепанов А. Водородная энергетика России: состояние и перспективы // Энергетическая политика. 2020. №12(154). С. 54-65.
16. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года». Доступно по: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>. Ссылка активна на 2 марта 2021.
17. Государственная программа Республики Крым «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Крым на 2017-2019 годы и на перспективу до 2020 года». Доступно по: <https://rk.gov.ru/ru/document/show/12325>. Ссылка активна на 2 марта 2021.
18. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal. Abu Dhabi (UAE): International Renewable Energy Agency (IRENA); 2020.
19. Christensen A. Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. Доступно по: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20_hydrogen_production_costs%20v2.pdf. Ссылка активна на 2 марта 2021.
20. Mehmeti A., Angelis-Dimakis A., Arampatzis G., et al. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies // Environments. 2018. Vol. 5, N 24. pp. 1-19.

21. Shi X., Liao X., Li Y. Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework // *Renewable Energy*. 2020. N 154. pp. 786-796.
22. Caldera U., Bogdanov D., Breyer C. Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind energy: A global estimate // *Desalination*. 2016. N 385. pp. 207-216.
23. Официальные курсы валют на заданную дату, устанавливаемые ежедневно. Доступно по: https://www.cbr.ru/currency_base/daily/?UniDbQuery.Posted=True&UniDbQuery.To=01.03.2021. Ссылка активна на 2 марта 2021.

Авторы публикации

Бекиров Эскендер Алимович – д-р. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники, Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского.

Асанов Марлен Мустафаевич – канд. физ-мат. наук, доцент кафедры электроэнергетики и электротехники, Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского.

Нусретова Севиле Шевкетовна – аспирантка, Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского.

References

1. *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Abu Dhabi (UAE): International Renewable Energy Agency (IRENA); 2019.
2. *Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Brussels (Belgium): European commission; 2020.
3. Dresvjannikov AF, Sitnikov SJu. Sovremennye aspekty akkumulirovaniya vodoroda. Obzor. *Proceedings of the higher educational institutions. Energy Sector Problems*. 2006; 3-4: 72-84.
4. Solodova NL, Cherkasova EI, Salahov II., et al. Vodorod - jenergonositel' i reagent. Tehnologii ego poluchenija. *Proceedings of the higher educational institutions. Energy Sector Problems*. 2017; 19(11-12): 39-50.
5. Gupta RB, Basile A, Veziroglu TN, editors. *Compendium of Hydrogen Energy Volume 1: Hydrogen Production and Purification*. UK: Woodhead Publishing; 2015.
6. Petrushenko JuJa., Marchenko GN, Judina NA, et al. Vodorodnaja jenergetika kak al'ternativa uglevodorodnomu i inym jenergoobogashennym vidam syr'ja. *Jenergetika Tatarstana*. 2007;4(8):49-61.
7. Petrushenko JuJa, Sulejmanov NM, Matuhin VL, et al. Na puti k vodorodnoj jenergetike. *Jenergetika Tatarstana*. 2007;1:14-23.
8. Filippov S, Golodnitsky A, Kashin A. Fuel cells and hydrogen energy. *Energy Policy*. 2020; 11(153): 28-39. doi: 10.46920/2409-5516_2020_11153_28.
9. Alekseeva OK, Kozlov SI, Fateev VN. Transportirovka vodoroda. *Transport na al'ternativnom toplive*. 2011; 3 (21): C. 18-24.
10. Gupta RB, Basile A, Veziroglu TN, editors. *Compendium of hydrogen energy. Hydrogen storage, distribution and infrastructure*. UK: Woodhead Publishing; 2016. V. 2.
11. Alekseeva OK, Kozlov SI, Samsonov RO, et al. Sistemy hranenija vodoroda. *Transport na al'ternativnom toplive*. 2009;4 (10):68-75.
12. Mastepanov A, Arai Khirofumi A. Japan's Hydrogen Strategy. *Energy Policy*. 2020; 11(153): 62-73. doi: 10.46920/2409-5516_2020_11153_62
13. Global Energy Statistical Yearbook 2020. Available at: <https://yearbook.enerdata.net/>. Accessed: 2 March 2021.
14. *Basic Hydrogen Strategy*. Tokyo: Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues; 2017.
15. Mastepanov A. Hydrogen power engineering in Russia: state and prospects. *Energy Policy*. 2020; 12(154): 54-65. doi: 10.46920/2409-5516_2020_12154_54.
16. Plan meroprijatij «Razvitie vodorodnoj jenergetiki v Rossijskoj Federacii do 2024 goda». Available at: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCKkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>. Accessed: 2 March 2021.

17. Gosudarstvennaja programma Respubliki Krym «Jenergoberezhenie i povyshenie jenergeticheskoy jeffektivnosti v Respublike Krym na 2017-2019 gody i na perspektivu do 2020 goda». Available at: <https://rk.gov.ru/ru/document/show/12325>. Accessed: 2 March 2021.

18. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*. Abu Dhabi (UAE): International Renewable Energy Agency (IRENA); 2020.

19. Christensen A. Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. Available at: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20hydrogen_production_costs%20v2.pdf. Accessed: 2 March 2021.

20. Mehmeti A, Angelis-Dimakis A, Arampatzis G, et al. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments*. 2018; 5(24): 1-19. doi: 10.3390/environments5020024

21. Shi X, Liao X, Li Y. Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. *Renewable Energy*. 2020; 154: 786-796. doi: 10.1016/j.renene.2020.03.026

22. Caldera U, Bogdanov D, Breyer C. Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind energy: A global estimate. *Desalination*. 2016; 385: 207-216. doi: 10.1016/j.desal.2016.02.004

23. Oficial'nye kursy valjut na zadannuju datu, ustanavlivaemye ezhednevno. Available at: https://www.cbr.ru/currency_base/daily/?UniDbQuery.Posted=True&UniDbQuery.To=01.03.202. Accessed: 2 March 2021.

Authors of the publication

Eskender A. Bekirov – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Marlen M. Asanov – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Sevile Sh. Nusretova – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Получено

30 марта 2021г.

Отредактировано

07 апреля 2021г.

Принято

08 апреля 2021г.

ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ ТЕМАТИЧЕСКОГО НОМЕРА «ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА»

УДК 620.92

ПОЛИТИЧЕСКИЕ ДИЛЕММЫ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

О.Б. Януш¹

¹ Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия
ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-5606-5984>, yanush_ob@yahoo.com

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть тенденции в сфере водородной энергетики через призму политической науки. Описать основные тренды и политические смыслы декарбонизации энергетики и построения углеродно-нейтральной экономики с особой ролью водорода. Обратиться к ключевым отраслевым документам Европейского Союза и России в сфере водородной энергетики с целью оценки происходящих изменений и оценки перспектив для российской энергетической политики с учетом того факта, что Россия является одним из основных поставщиков углеводородов, в первую очередь, природного газа в Европу. **МЕТОДЫ.** При решении поставленной цели применялся исследовательский подход и аналитический прием – метод дискурс-анализа стратегических документов, научных публикаций и медийных сообщений. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** В статье описаны актуальность темы, рассмотрена политика декарбонизации как важнейший драйвер энергетического перехода, где речь идет о водороде как доминирующем энергоносителе мира, и мониторинговые исследования Мирового энергетического совета и Международного агентства по возобновляемым источникам энергии; проанализированы стратегические документы Европейского Союза и России в сфере водородной энергетики. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** В долгосрочной перспективе роль водорода в мировой энергосистеме может оказаться сопоставима с ролью, которую сейчас играют газ и уголь. «Зеленая» повестка в мировой энергетике, связанная с декарбонизацией и построением углеродно-нейтральных экономик с особой ролью водорода – это не только новые вызовы, но и новые возможности для энергетической политики России.

Ключевые слова: Политика декарбонизации; энергетический переход; водородная энергетика; «зеленый» водород; национальные водородные стратегии; Европейский Союз; Россия.

POLITICAL DILEMMAS OF HYDROGEN ENERGY

OB. Yanush¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia
yanush_ob@yahoo.com
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-5606-5984>, yanush_ob@yahoo.com

Abstract: THE PURPOSE. To consider the trends in the field of hydrogen energy through the prism of political science. To describe the main trends and political implications for decarbonizing energy and building a carbon-neutral economy with a special role for hydrogen. To refer to the key sectoral documents of the European Union and Russia in the field of hydrogen energy in order to assess the ongoing changes and assess the prospects for Russian energy policy, taking into account the fact that Russia is one of the main suppliers of hydrocarbons, primarily natural gas to Europe. **METHODS.** In solving this goal, we applied a research approach and analytical technique - the method of discourse analysis of strategic documents, scientific publications and mass media. **RESULTS.** The article describes the relevance of the topic, considers the decarbonization policy as the most important driver of the energy transition, where it is about hydrogen as the dominant energy carrier in the world, and

monitoring studies of the World Energy Council and the International Renewable Energy Agency. The study analyzes the strategic documents of the European Union and Russia in the field of hydrogen energy. **CONCLUSION.** In the long term, the role of hydrogen in the global energy system may be comparable to the role currently played by gas and coal. The “green” agenda in the global energy associated with decarbonization and building carbon-neutral economies with a special role for hydrogen is not only new challenges, but also new opportunities for Russia's energy policy.

Keywords: Decarbonization policy; energy transition; hydrogen energy; “green” hydrogen; national hydrogen strategies; European Union; Russia.

Введение и литературный обзор

В мировой энергетической системе происходят фундаментальные изменения, определяемые как четвертый Энергетический переход. Первый энергетический переход происходил биомассы к углю, второй – связан с распространением нефти, третий – привел к широкому использованию природного газа; четвертый связан с важными продвижениями широкого спектра нетрадиционных энергетических ресурсов и технологий, доля которых в общем объеме потребления первичной энергии стремительно растет. Двумя основными драйверами этих преобразований выступают быстрое развитие и распространение новых технологий и изменения в государственных энергетических политиках [1, с. 14]. Энергетическая «трилемма», по определению Мирового энергетического совета, заключается в том, что любое правительство стремится найти оптимальный ответ сразу на три запроса со стороны общества к ТЭК: доступность энергии в достаточных объемах и по приемлемым ценам, надежность и безопасность энергоснабжения и обеспечение экологичности. При этом экологические задачи в последнее время явно превалируют над остальными во все большем числе стран. Как отмечают авторы Прогноза¹ развития энергетики мира и России 2019 г., «политика декарбонизации, направленная на сокращение выбросов парниковых газов в мировой экономике в рамках борьбы с изменением климата – это важнейший драйвер глобального энергоперехода» [1, с. 17]. Команда исследователей из Соединенного Королевства в статье о декарбонизации энергетики, придерживаясь комплементарного подхода, рассматривает опыт использования водородных технологий и водородных топливных элементов в ряде стран и предлагает придерживаться понятия «экономика водородной энергетики», которая все больше полагается на возобновляемые, а не ископаемые источники энергии [2, р. 408]. При этом, отмечают Дж. Томас и др., «можно сделать различия между устойчивой водородной экономикой, в которой ископаемое топливо может не играть никакой роли, производство водорода достигается без них, и переходной водородной экономикой, в которой водород почти обязательно производится с использованием ископаемого топлива...» [2, р. 408]. Государства, отдельные регионы и компании рассматривают водород в качестве необходимого элемента для реализации обязательств по декарбонизации. Исследователи факультета Инженерии и прикладных наук Университета Онтарио, Канада в обзорной статье о перспективах водорода как энергоносителя пишут: «... водородные технологии будут внедрены в первую очередь в развитых странах.... Технологические, экономические, социальные и политические факторы будут продолжать влиять на перспективы водорода как энергоносителя. Вполне вероятно, что мир в конечном итоге переместится в эру, когда водород и электричество будут двумя доминирующими энергоносителями мира» [3, р. 26]. Возобновляемые источники энергии могут снизить выбросы углерода в электроэнергетике, в то время как энергообеспечение зданий, транспортный сектор, промышленность во многом остаются «за бортом» декарбонизации. Водород претендует на решение этой проблемы, выступая новым универсальным энергоносителем. Фактически, водород может быть использован во всех секторах преобразования и потребления энергии: в электроэнергетике, в тяжелой промышленности, на транспорте, в секторе зданий; как один из наиболее эффективных способов создания долгосрочных хранилищ энергии.

Мировой энергетический совет (МЭС) *World Energy Council (WEC)*, анализируя ключевые движущие силы в энергетическом ландшафте, в своем двенадцатом Обзоре определяет три отчетливых тренда мировой энергетики, в числе которых контекст COVID, дизайн рынка и электрификация и водород. Эксперты МЭС подчеркивают, что «водород

¹ Независимый совместный проект Института энергетических исследований РАН и Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

становится реальностью», и делают предположение о том, что «лидерам энергетики в 2021 году необходимо будет сосредоточить внимание на определении того, какие пакеты политических мер и стимулов необходимы для того, чтобы сделать водородную экономику реальностью и ускорить переход к производству энергии из низкоуглеродных источников» [4, р. 18].

Усиление активности в водородной сфере произошло после принятия Парижского соглашения. Аналитики *International Renewable Energy Agency (IRENA)* Международного агентства по возобновляемым источникам энергии в Руководстве по принятию политических решений, связанных с зеленым водородом, подчеркивают необходимость интегрированного политического подхода к тому, чтобы «зеленый водород из качества нишевого игрока перешел в качество распространенного энергоносителя» [5, р. 18-19]. Такой подход, отмечается в Руководстве, должен иметь четыре основных столпа: установление политических приоритетов, гарантии происхождения, дающие возможности политики и национальные водородные стратегии.

Стратегический процесс обычно начинается с создания программ НИОКР для того, чтобы понять фундаментальные принципы технологии, для развития базы знаний - это проинформирует о будущих этапах множества технологий и возможностей. Конечные предложения на этой ранней стадии далеки от ясности.

Следующим шагом обычно является документ, проясняющий «почему»: «почему водород», «почему эта юрисдикция» и «почему сейчас». Документ – видение представляет собой маяк, который направляет исследования, отраслевые усилия и ранние демонстрационные программы. Такой документ часто создается совместно правительствами и частными лицами, привлеченными растущими перспективами прорыва.

Далее идет дорожная карта, которая является еще одним шагом вперед. Она определяет интегрированный план с необходимыми мероприятиями, чтобы лучше оценить потенциал водорода. Определяет краткосрочные действия, необходимые для дальнейшего развертывания, и определяет области исследований с наивысшим приоритетом и приложения, где больше всего нужны демонстрационные проекты.

Наконец, сама стратегия определяет цели, рассматривает конкретную политику и оценивает их соответствие существующей энергетической политике.

Летом 2014 г. была запущена Японская программа (дорожная карта) *Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*. Япония уже построила «зеленую» водородную фабрику в Фукусиме – одну из крупнейших в мире [6]. В течение 2018 – начале 2019 гг. о своих водородных стратегиях заявили Калифорния, Австралия и Южная Корея. Последняя планирует наладить производство топливных ячеек общей мощностью 40 ГВт, а также выпустить более 6 миллионов водородных автомобилей к 2040 году. В «Азиатском хабе возобновляемой энергии» в австралийском горнопромышленном центре Пилбара реализуется крупнейший водородный проект современности – строятся солнечные и ветровые электростанции общей площадью 6,5 тысяч квадратных километров. Они будут производить более 50 тераватт-часов зеленой энергии, большая часть которой пойдет на производство водорода. Проект стоимостью 16 миллиардов долларов планируется запустить в 2027 году [6].

В июне 2019 г. Китайская водородная ассоциация выпустила Белую книгу о китайской водородной энергетике и топливных элементах, согласно которой в краткосрочной перспективе в период с 2020 по 2025 гг. объем производства водородной промышленности достигнет 148 млрд. долларов; парк автомобилей на топливных элементах в Китае составит 50 тысяч с 200 водородными заправками [7]. В 2026 – 2035 гг. объем промышленного производства в отрасли вырастет до 740 млрд. долларов, количество водородных автомобилей достигнет 15 млн, заправок водорода – 1500 станций. К 2050 г. водород будет составлять 10 % от энергопотребления Китая (60 млн тонн H₂/год), совокупная выручка от производства водорода достигнет 1 480 млрд. долларов.

На корпоративном уровне наиболее известное объединение в области водородных технологий – Водородный Совет. Организация, основанная в 2017 г. в Давосе, к концу 2018 г. довела число своих членов до 53 корпораций из 11 стран с общей численностью сотрудников 3,8 млн.

В октябре 2018 г. в Токио впервые состоялась тематическая встреча министров энергетики – *Hydrogen Energy Ministerial Meeting*, которую посетили представители 19 стран, а также Международное энергетическое агентство и Евросоюз.

Отечественный исследователь, заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН А. Мастепанов дает следующую оценку развитию водородной энергетики в России: «Россия имеет большой опыт в области разработки и

освоения водородных энергетических технологий... в период реформирования экономики страны этот задел был в значительной степени утрачен, а потенциал ослаблен... Новый этап развития водородной энергетики начался в России лишь в 2000-е годы, когда значение этой тематики получило признание государства» [8]. Примечательны в этой связи запросы по контекстному поиску «водородная энергетика» в системе научной электронной библиотеки elibrary.ru, выдавшей более 18 тысяч совпадений. В одной из недавних публикаций группы исследователей Энергетического университета, Казань, Россия рассматриваются проблемы и пути развития водородной энергетики в России и в региональном разрезе на примере Республики Татарстан. Делается важный вывод о том, что «Татарстан может стать конкурентоспособным регионом по производству и дистрибуции «зеленого» водорода» [9, с. 79-91].

Россия не осталась в стороне от описанных выше трендов, обеспечивая свои потребности в энергоресурсах и являясь их крупнейшим экспортером. Политическая повестка декарбонизации энергетики определяет необходимость выстраивания новых отношений с Европейским Союзом в сфере водородной энергетики.

Материалы и методы

Описание и изучение тенденций, происходящих в сфере водородной энергетики, через призму политической науки – сложная и многоаспектная задача. Изучение стратегических документов, научных публикаций, заявлений, сделанных политическими и государственными деятелями, публикаций в традиционных и электронных СМИ обусловили необходимость применения в качестве исследовательского подхода и аналитического приема метод дискурс-анализа. В основе статьи обращение к зарубежным и отечественным научным публикациям по проблемам водородной энергетики, к мониторинговым исследованиям международных организаций *World Energy Council* (Мировой энергетический совет) и *International Renewable Energy Agency* (Международное агентство по возобновляемым источникам энергии), прогнозные исследования Института энергетических исследований РАН и Центра энергетики Московской школы управления Сколково; стратегические документы Европейского Союза и Российской Федерации; публикации в еженедельнике «Эксперт» и журнале «Энергетическая политика»; медийные сообщения электронных ресурсов.

Результаты и обсуждение

Европейская энергетическая политика последних десятилетий традиционно была ориентирована на развитие возобновляемых источников энергии, сокращение зависимости стран Европейского союза от импорта углеводородов и снижение выбросов парниковых газов. В 2019 году новый состав Европейской комиссии объявил в качестве одного из приоритетов создание условий для построения полностью декарбонизированной энергетики и экономики к 2050 году. Первым шагом Европейской комиссии в этом направлении стала презентация так называемого европейского Зеленого пакта в декабре 2019 г. В начале июля 2020 года в развитие его основных положений были представлены сразу два стратегических документа Европейского Союза: Стратегия комплексного развития энергетической системы и Водородная стратегия для климатически нейтральной Европы. Как пишет А. Громов, «опубликованные документы представляют собой не просто декларации о намерениях властей, но вполне четкие планы Евросоюза, подкрепленные правовыми механизмами и источниками финансирования, по радикальному снижению потребления углеводородов европейской экономикой и энергетикой уже в ближайшие годы» [10]. Среди важнейших нововведений Стратегии комплексного развития, которые будут иметь долгосрочные последствия как для европейской энергетики, так и для российско-европейского взаимодействия в энергетической сфере, следует отметить следующие:

1) ускоренное продвижение «возобновляемой» электрификации всех сфер экономики ЕС и жизнеобеспечения его населения;

2) искусственное «выравнивание» конкурентоспособности углеводородных топлив и энергии ВИЭ на основе введения дополнительной декарбонизационной составляющей в конечную цену углеводородных топлив и смягчения налогообложения в части электроэнергии из ВИЭ и водорода;

3) создание регуляторных предпосылок для развития конкурентоспособного декарбонизированного газового рынка ЕС с преференциями для возобновляемых и низкоуглеродных газообразных топлив (биогаз, биометан, синтез-газ, «зеленый» водород) на фоне целенаправленного сокращения использования природного газа в экономике ЕС;

4) Совместное использование газотранспортной инфраструктуры ЕС для транспортировки водорода и создание принципиально новых видов энергетической инфраструктуры, предназначенной для транспортировки и хранения водорода и CO₂ [11].

Водородная стратегия для климатически нейтральной Европы предусматривает конкретные шаги по развитию водородной энергетики. На первом этапе, с 2020 по 2024 год, стратегической целью является установка по крайней мере 6 ГВт возобновляемых водородных электролизеров в ЕС и производство до 1 миллиона тонн возобновляемого водорода для декарбонизации существующего производства водорода, например в химическом секторе и облегчение использования водорода в новых конечных применениях, таких как другие промышленные процессы и, возможно, в большегрузном транспорте. На втором этапе, с 2025 по 2030 год, водород должен стать неотъемлемой частью интегрированной энергетической системы со стратегической целью - установить к 2030 году не менее 40 ГВт возобновляемых водородных электролизеров и произвести до 10 миллионов тонн возобновляемого водорода в ЕС. На третьем этапе, начиная с 2030 года и ближе к 2050 году, технологии возобновляемого водорода должны достичь зрелости и развернуться в больших масштабах для охвата всех секторов, которые трудно декарбонизировать, где другие альтернативы могут оказаться невозможными или потребовать более высоких затрат [12].

Приоритетным станет именно «зеленый водород» - водород, полученный электролизом исключительно с помощью ВИЭ – энергии ветра, солнца, воды, любых других источников, которые не используют углеводороды, кроме атомных электростанций. Водород, полученный с помощью АЭС, определяют как «оранжевый». «Серый» водород получают из углеводородов методом парогазовой конверсии, при этом углекислый газ выбрасывается в атмосферу; «голубой» водород получается тем же способом, но углекислый газ при этом захоранивается или перерабатывается, а не выбрасывается в атмосферу. Аналогично «бирюзовый» водород, но он получается методом пиролиза. При этом надо учитывать, что «серый» водород от электролизного «зеленого» водорода по себестоимости отличается более чем в десять раз [13, с. 36]. Разделение водорода по «цветам» имеет политические смыслы и используется в основном в контексте реализации Европейским Союзом программы декарбонизации. Директор Независимого аналитического агентства нефтегазового сектора (НААНС – МЕДИА) Т. Сафонова поясняет: «По сути, нормативных актов по «цветовому» разделению водорода не существует, как и методологической базы для оценки суммарного влияния на экологию по всей технологической цепочке – от производства каждого участвующего компонента до получения конечного продукта – водорода... Введенная Евросоюзом «цветовая» терминология необходима для того, чтобы подчеркнуть, что «зеленый» водород для зеленой энергетики может быть произведен только без первичного участия углеводородов» [14]. Смысл градации в том, чтобы в будущем закрыть вход в страны Евросоюза для «неэкологических» молекул CO_2 , создать множество собственных производств «чистого» топлива, обеспечивая энергетическую независимость, инновационное развитие и прирост экономических показателей.

Для России, которая является одним из основных поставщиков углеводородов, в первую очередь, природного газа в Европу, это означает не только неизбежное и устойчивое сокращение поставок, но и необходимость выстраивания уже сегодня новых отношений с ЕС в энергетической сфере, включая водородную энергетику. На период до 2050 г. в Водородной стратегии Европы заложены пятьдесят процентов «зеленого» водорода и пятьдесят процентов – «голубого». То есть половина всего потребляемого водорода будет получаться из углеводородов, что выгодно для России как углеводородной державы, учитывая тот факт, что европейский документ подразумевает импорт огромных объемов водорода. Один из ведущих специалистов в области водородных технологий Ю. Добровольский отмечает: «До 2050 года мы обеспечены потребителями такого (*голубого* – курсив наш) водорода, если успеем встроиться в цепочку поставок. Но понятно, что после 2050-го доля такого водорода будет падать и падать, пока «зеленый» водород не займет все сто процентов потребления, это для меня очевидно. Эта программа точно будет выполнена, и нам нужно уже сегодня искать способы производства «зеленого» водорода. Источником электричества для такого производства у нас может стать малая гидроэнергетика, которая, в отличие от большой, считается «зеленой», потому что не нарушает биобаланс. Во-вторых, у нас в России много мест, где может активно использоваться солнечная и ветровая электроэнергия. При правильном планировании мы можем у себя потихоньку замещать наш «голубой» водород на «зеленый». У нас на это есть тридцать лет» [13, с. 37]. Он же подчеркивает: «Но медлить нельзя! Уже через пять лет, гарантирую, водородный рынок будет поделен полностью» [13, с. 37].

Развитие водородной энергетики закреплено в ключевом отраслевом документе стратегического планирования – актуализированной Энергетической стратегии РФ на

период до 2035 года. В октябре 2020 года Правительством утвержден План мероприятий по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г. (дорожная карта) [15], направленный на увеличение производства и расширения сферы применения водорода в качестве экологически чистого энергоносителя, а также вхождения страны в число мировых лидеров по его производству и экспорту. План предусматривает следующие основные направления работ:

- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;
- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, а также с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), атомной энергии;
- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;
- разработка и реализация мер государственной поддержки создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;
- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на водороде в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;
- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики; интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выход на зарубежные рынки.

В соответствии с «дорожной картой» к 2024 году предусмотрена реализация ряда пилотных проектов в области водородной энергетики, направленных, в том числе, на создание, производство и применение пилотных установок производства водорода без выбросов углекислого газа, разработку, изготовление и проведение испытаний газовых турбин на метано-водородном топливе, создание опытного образца железнодорожного транспорта на водороде и опытных полигонов низкоуглеродного производства водорода на объектах переработки углеводородного сырья или объектах добычи природного газа, производство водорода с использованием атомных электрических станций. А. Новак прокомментировал принятие документа следующим образом: «Развитие российского ТЭК должно быть сбалансированным: с одной стороны, государство должно оказывать содействие развитию в стране водородных технологических компетенций, а с другой – стремиться сохранить позиции РФ на традиционных энергетических рынках» [16]. Первоочередная задача на 2020-2021 годы в рамках реализации Плана мероприятий – разработка Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации. Ю. Добровольский в этой связи отмечает: «В первом квартале 2021 г. мы только узнаем, какая точка зрения победит и чем будет наполнена эта концепция, которую пишут несколько разных групп. Трагично, если реализуется «усредненный» вариант: давайте мы пока поизучаем проблему и займемся НИРами и какими-то экзотическими способами получения водорода» [13, с. 37].

В то же время экспортно-ориентированные компании начинают заниматься водородными технологиями и уделяют особое внимание получению водорода и его транспортировке. Пример таких компаний – «Газпром» и «НоваТЭК». Советник генерального директора ООО «Газпром Экспорт» Ю. Конопляник дает оценку происходящим изменениям европейской политики в категориях «возможностей поучаствовать в реформировании европейского газового рынка»: «... постпандемический восстановительный рост экономики ЕС будет происходить не по траектории возврата к старой структуре энергопотребления, а по новой низкоуглеродной модели, где рыночная ниша для газа, в том числе российского, может сузиться в традиционных секторах, но расширяться за счет новых секторов – в частности, как сырья для производства водорода. И здесь у России есть потенциальная конкурентная ниша для экспортно ориентированной декарбонизации в газовой сфере» [17, с. 23].

Компания «НоваТЭК» объявила о подписании меморандума о взаимопонимании в целях изучения и оценки возможностей развития производственно-сбытовой цепочки поставок водорода с немецкой компанией Uniper. Компания рассматривает возможность поставки «голубого» водорода, произведенного из природного газа с дальнейшим улавливанием и хранением CO₂, а также «зеленого» водорода [6].

Заключение

В долгосрочной перспективе роль водорода в мировой энергосистеме может оказаться сопоставима с ролью, которую сейчас играют газ и уголь. Россия обладает

важными конкурентными преимуществами по развитию водородной энергетики: наличием значительного энергетического потенциала и ресурсной базы, наличием недозагруженных генерирующих мощностей, географической близостью к потенциальным потребителям водорода, а также наличием действующей транспортной инфраструктуры, что может позволить России в перспективе занять лидирующие позиции в сфере производства и поставок водорода на глобальный рынок.

В контексте изменений, происходящих в европейской энергетической политике, А. Громов пишет: «Учитывая наличие у ЕС и России общей трубопроводной инфраструктуры, технические характеристики которой позволяют обеспечивать поставки не только природного газа, но и метан-водородных газовых смесей с примесью водорода от 5 % до 20 % для России открываются возможности по развитию экспорта таких смесей в ЕС» [10].

Представляется, что «зеленая» повестка в мировой энергетике, связанная с декарбонизацией и построением углеродно-нейтральных экономик с особой ролью водорода, - это не только новые вызовы, но и новые возможности для энергетической политики России.

Литература

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН – Московская школа управления СКОЛКОВО. Москва, 2019. 211 с.
2. Thomas J., Edwards P., Dobson P., Owen G. Decarbonising energy: The developing international activity in hydrogen technologies and fuel cells. *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 51. P. 405 – 415.
3. Rosen M., Koohi-Fayegh S. The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems. *Energy, Ecology, Environment*. 2016. Vol. 1. P. 10 – 29.
4. WEC (2021). *World Energy Issues Monitor. Humanizing Energy*. World Energy Council, UK. 51 p.
5. IRENA (2020). *Green Hydrogen. A Guide to Policy Making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 52 p.
6. Чепур Е. Водородная бомба. – Текст: электронный // Доступно по: URL: <https://lenta.ru/articles/2021/02/16/hydrogen/>. – Ссылка активна на: 22.03.2021.
7. Соловьев Д.А. Направления развития водородных энергетических технологий // *Энергетическая политика*. 2020. №3(145). С. 64 – 71.
8. Мастепанов А. Водородная энергетика России: состояние и перспективы // *Энергетическая политика*. 2020. №12(154). С. 54 – 65.
9. Филимонова А.А., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д., Филимонов А.Г., Печенкин А.В. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. №6. С. 79 – 91.
10. Громов А. Новая энергополитика ЕС: заменят ли ВИЭ и водород российский газ?» // *Энергетическая политика*. 2020. №9(151). С. 16 – 33.
11. An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020 COM (2020) 299. – Текст: электронный // Доступно по: URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf. – Ссылка активна на: 21.03.2021.
12. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM (2020) 301. – Текст: электронный // Доступно по: URL: https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en. – Ссылка активна на: 21.03.2021.
13. Механик А. На водороде в будущее // *Эксперт*. 14 – 20 декабря 2020. №51. С. 34 – 38.
14. Воробьев С. Стоит ли «Газпрому» превращать «серый» водород в «зеленый» // *Независимая газета*. 15 марта 2021.
15. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года». Утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. №2634-р. – Текст: электронный // Доступно по: URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/19194/126275>. – Ссылка активна на: 22.03.2021.
16. Правительство Российской Федерации утвердило План мероприятий по развитию водородной энергетики. – Текст: электронный // Доступно по: URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19194>. – Ссылка активна на: 22.03.2021.
17. Конопляник А. Декарбонизация ЕС: угроза или возможность? // *Эксперт*. 18 – 24 мая 2020. № 21. С. 23.

Авторы публикации

Януш Ольга Борисовна – канд. полит. наук, доцент кафедры «Социология, политология и право» (СПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

References

1. Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii 2019 / pod red. A.A. Makarova, T.A. Mitrovoy, V.A. Kulagina; INEI RAN. Moskovskaya shkola upravleniya SKOLKOVO. M, 2019. 211 s.
2. Thomas J., Edwards P., Dobson P., Owen G. Decarbonising energy: The developing international activity in hydrogen technologies and fuel cells. *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 51. P. 405 – 415. doi: 10.1016/j.jchem.2020.03.087
3. Rosen M., Koochi-Fayegh S. The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems. *Energy. Ecology. Environment*. 2016. Vol. 1. P. 10 – 29. doi: 10.1007/s40974-016-0005-z
4. WEC (2021). World Energy Issues Monitor. Humanizing Energy. World Energy Council, UK. 51 p.
5. IRENA (2020). Green Hydrogen. A Guide to Policy Making. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 52 p.
6. Chepur E. Vodorodnaya bomba. URL: <https://lenta.ru/articles/2021/02/16/hydrogen/> Accessed to: 22.03.2021.
7. Solov'ev D.A. Napravleniya razvitiya vodorodnykh energeticheskikh tekhnologii. *Energeticheskaya politika*. 2020; 3(145). doi: 10.46920/2409-5516_2020_3145_64.
8. Mastepanov A. Vodorodnaya energetika Rossii: sostoyanie i perspektivy. *Energeticheskaya politika*. 2020; 12(154). doi: DOI 10.46920/2409-5516_2020_12154_54.
9. Filimonova A.A., Chichirov A.A., Chichirova N.D., Filimonov A.G., Pechenkin A.V. Perspektivy razvitiya vodorodnoi energetiki v Tatarstane. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2020; 22(6). doi: 10.30724/1998-9903-2020-22-6-79-91.
10. Gromov A. Novaya energopolitika ES: zamenyat li VIE i vodorod rossiiskii gaz?» *Energeticheskaya politika*. 2020; 9(151). doi: 10.46920/2409-5516_2020_9151_16
11. An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020 COM (2020) 299. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf. Accessed to: 21.03.2021.
12. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM (2020) 301. URL: https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en. Accessed to: 21.03.2021.
13. Mekhanik A. Na vodorode v budushchee. *Ekspert*. 14 – 20 dekabrya 2020. №51.
14. Vorob'ev S. Stoit li «Gazpromu» prevrashchat' «seryi» vodorod v «zelenyi». *Nezavisimaya gazeta*. 15 marta 2021.
15. Plan meropriyatii «Razvitie vodorodnoi energetiki v Rossiiskoi Federatsii do 2024 goda». Utverzhden rasporyazheniem Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 12 oktyabrya 2020 g. №2634-r. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/19194/126275> Accessed to: 22.03.2021.
16. Pravitel'stvo Rossiiskoi Federatsii utverdilo Plan meropriyatii po razvitiyu vodorodnoi energetiki. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19194> Accessed to: 22.03.2021.
17. Konoplyanik A. Dekarbonizatsiya ES: ugroza ili vozmozhnost'? *Ekspert*. 18 – 24 maya 2020. № 21.

Authors of the publication

Ol'ga B. Yanush - Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.