



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\$/kg);
 - 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.

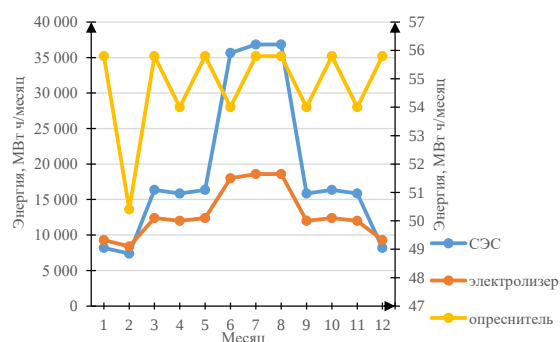


Рис. 1. Энергия, вырабатываемая СЭС и потребляемая электролизером и опреснительной установкой в течение года

Fig. 1. Energy generated by the SES and consumed by the electrolyzer and desalination plant during the year

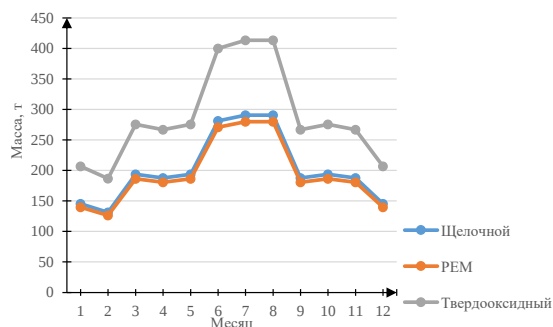


Рис. 2. Масса водорода, получаемая электролизерами различных типов в течение года

Fig. 2. The mass of hydrogen produced by various types of electrolyzers during the year

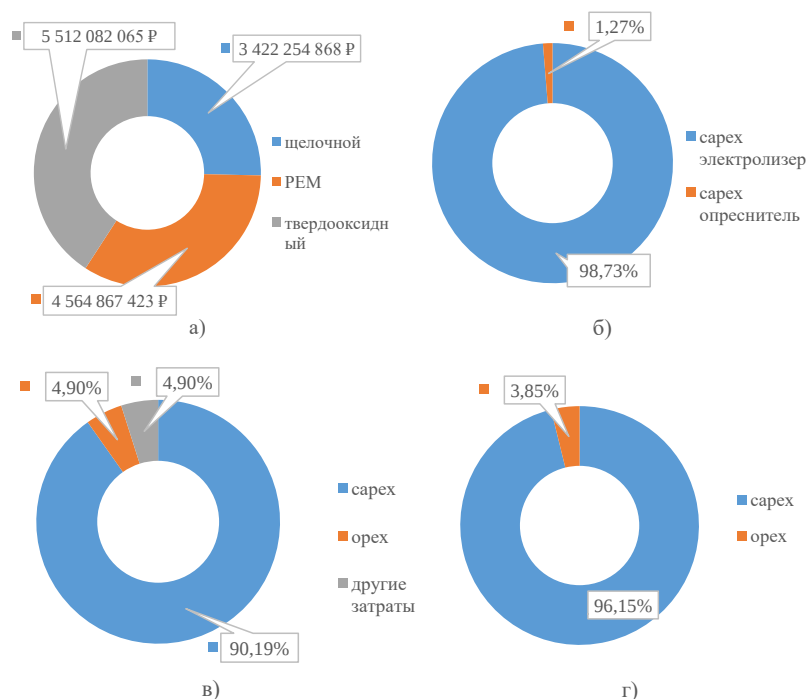


Рис. 3. Затраты денежных средств на проект:

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

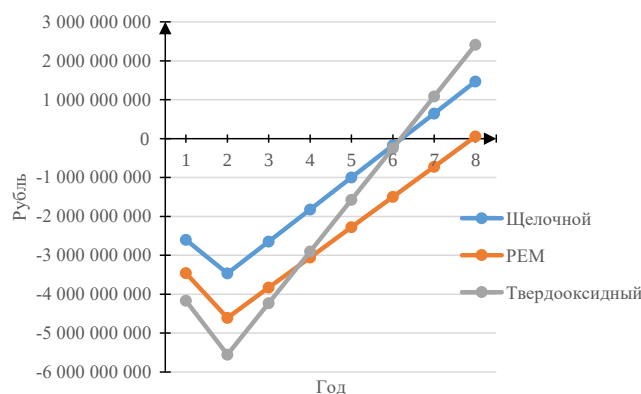


Рис. 4. Окупаемость проекта для электролизеров различного типа

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 SJ. 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 «Jenergosberezhenie 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 ezhdnevno. 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.