АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

DOI 10.34831/EP.2020.12.87.006

Конкурентоспособность экономики при переходе на водородную энергетику. Водород в энергетике Европейского Союза

Белобородов С. С., канд. техн. наук, Ненашев А. В.
НП "Энергоэффективный город", Москва

Гашо Е. Г., доктор техн. наук
НИУ "МЭИ", Москва

Проанализировано влияние роста доли солнечной и ветровой генерации в энергобалансе на развитие возобновляемых источников водорода в качестве приоритета для Европейского союза. Приведен анализ энергетических, экологических и экономических последствий массового перехода на водород: представлена оценка последствий копирования водородной стратегии ЕС на конкурентоспособность российской экономики. В отличие от стран Евросоюза, где предусматривается комплекс организационных, нормативных, инвестиционных мер, обеспечивающих конкурентоспособность экономики, в России никаких компенсационных мер пока нет.

Ключевые слова: водород, энергосистема, электрические режимы, ВИЭ, Европейский союз, эмиссия углекислого газа.

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. В соответствии с Конвенцией каждая страна "проводит национальную политику" с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу. Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Парижском соглашении, регулирующем меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 г.

В рамках реализации Парижского соглашения 8 июля 2020 г. была представлена стратегия развития водородной экономики [1], которая позволит Европейскому союзу достичь поставленной цели по нейтральности к углероду к 2050 г. Приоритетом для ЕС является развитие возобновляемых источников водорода, производимых с использованием главным образом энергии ветра и солнца. Выбор в пользу возобновляемого водорода основывается на лидирующих позициях европейской промышленности в технологиях производства электролизеров. В стратегии указано: "Инвестиции в водород будут способствовать устойчивому росту и созданию рабочих мест, что будет иметь решающее значение в контексте восстановления после кризиса COVID-19".

Стратегия охватывает вопросы полного цикла от разработки технологий производства "зелёного" водорода[1] до его конечного потребления, включая: хранение, транспортировку; разработку конкурентоспособных технологий на базе зелёного водорода в промышленности, транспорте, энергетике и строительстве; создание условий для инвестиций; разработку нормативной базы и системы налоговой поддержки; формирование спроса на зелёный водород; разработку рыночных схем поддержки возобновляемых источников водорода; формирование механизмов защиты собственных производителей.

Отметим, что в ней предусматривается комплекс организационных, нормативных, инвестиционных мер, обеспечивающих конкурентоспособность экономики Европейского союза. Важным аспектом реализации водородной стратегии Европейского союза является намерение распространить её действие на внешних торговых партнёров с помощью экономических связей и дипломатии, в том числе за счёт инвестиций "в международное сотрудничество в области климата, торговли и исследовательской деятельности" [2]. Новая промышленная стратегия ЕС предусматривает установление "глобальных стандартов

[1] "Зелёный" водород — производство на базе ВИЭ; "голубой" водород — на базе АЭС и ГЭС, технологий с улавливанием и хранением CO_2; "серый" водород — на базе природного газа, угля, нефтепродуктов.

высокого качества” с целью укрепления “промышленной конкурентоспособности”. “ЕС будет продолжать прикладывать усилия по поддержанию, обновлению и модернизации мировой торговой системы с тем, чтобы она соответствовала сегодняшним вызовам и реалиям завтрашнего дня” [2].

Европейский союз — один из ключевых торговых партнёров Российской Федерации. Структурные изменения в экономике ЕС могут привести к изменению условий и структуры экспорта (импорта) товаров и услуг из РФ, поэтому анализ причин и последствий перехода на водородную экономику является актуальной задачей.

Российская Федерация присоединилась к Парижскому соглашению 23 сентября 2019 г. Необходимо отметить, что в настоящее время значительная доля ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малая доля угольной генерации в энергобалансе позволяют электроэнергетике РФ быть одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO_2. Удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии (г CO_2/кВт · ч) в целом по энергосистеме РФ на 26 % ниже, чем в США, на 30 % ниже, чем в Германии, в 2 раза ниже, чем в Китае, на 41 % ниже среднемировых значений и соответствуют уровню Дании [3].

Более поздний анализ подтвердил данные выводы: удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии в энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Китае, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, чуть лучше, чем в Дании и чуть хуже, чем в Италии [4]. Проектирование развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем с точки зрения соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления, а также роста доли комбинированной выработки электрической энергии и тепла, использования наилучших доступных технологий (НДТ) приведёт к дальнейшему снижению удельных выбросов углекислого газа в нашей стране.

Важно отметить, что Российская Федерация обладает огромным опытом разработки и реализации комплексных программ развития. Так, 100 лет назад был разработан план ГОЭЛРО, включающий комплексную программу развития генерирующих мощностей, промышленных предприятий, подготовку кадров, научно-исследовательские работы, задачи повышения топливной эффективности, вопросы финансирования. Научные основы проектирования энергетических систем были заложены советскими (российскими) учёными ещё в прошлом веке [5, 6]. Вопросы горизонтальной интеграции энергетических систем разрабатывались в конце 70-х годов прошлого века международной научной группой, в том числе с участием советских учёных [7]. К сожалению, после запуска рынка электрической энергии в 2003 г. при проектировании развития электроэнергетической системы РФ отечественный опыт практически не используется, в основном идёт простое копирование модных зарубежных тенденций без учёта их применимости для отечественной экономики.

Производство и потребление водорода

Согласно водородной дорожной карте Европы, в 2015 г. в Европе было произведено 9,8 млн т водорода. В настоящее время водород в основном производится из ископаемого топлива (природный газ, уголь), что приводит к ежегодному выбросу в ЕС от 70 до 100 млн т CO_2 [1]. Структура мирового производства водорода: 96 % — ископаемое топливо (газ, нефть, уголь), 4 % — электролиз [8 – 10]. Основной технологией является паровая конверсия метана. Структура мирового потребления водорода: 94 – 95 % — нефтепереработка и химическая промышленность [8, 11].

Стоимость производства водорода из природного газа составляет от 0,9 до 3,2 $/кг H_2; из природного газа с технологиями улавливания и хранения углекислого газа — от 1,5 до 2,9 $/кг H_2; из угля — от 1,2 до 2,2 $/кг H_2; на основе возобновляемых источников — от 3,0 до 7,5 $/кг H_2 [11].

Водородная энергетика

Применение водорода в энергетике насчитывает более 100 лет, а первые промышленные образцы топливных элементов были созданы более 70 лет назад. Однако водородная энергетика до настоящего времени не получила широкого развития.

Основным тормозом к применению водорода в энергетике является то, что для получения водорода расходуется больше энергии, чем выделяется при его использовании. Важно отметить, что для получения водорода в результате электролиза воды потребляется электрическая энергия, а в процессе использования водорода выделяется тепло, которое

с эффективностью значительно меньше 100 % может быть преобразовано обратно в электроэнергию. Таким образом, на входе имеем электроэнергии значительно больше, чем на выходе. С энергетической точки зрения данный процесс не имеет смысла, а стоимость электроэнергии (тепла), получаемого в результате использования водорода, не может быть меньше или равна стоимости электроэнергии на входе в процесс электролиза. Поэтому, водород следует рассматривать как продукт, для получения которого необходимо затратить энергию.

Использование процесса получения водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения надёжности и эффективности функционирования электроэнергетической системы. Потребление электроэнергии электролизёрами может реагировать на изменение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме в результате малой предсказуемости выработки ВЭС и СЭС. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии. И как накопитель энергии водород конкурирует с другими типами накопителей [12 – 14].

В соответствии со стратегией Европейского союза в период с 2020 г. по 2024 г. планируется ввести в эксплуатацию не менее 6 ГВт электролизёров и произвести до 1 млн т “возобновляемого”[2] водорода. К 2030 г. установленная мощность электролизёров должна превышать 40 ГВт, а производство возобновляемого водорода за период с 2025 по 2029 г. составить 10 млн т [1]. На основании предположения о том, что ввод в эксплуатацию электролизёров будет происходить равномерно в течение всего рассматриваемого периода, получаем, что среднегодовой КИУМ электролизёров за период с 2020 по 2024 г. составит не менее 37,2 % или 3266 ч, а для периода с 2025 г. по 2029 г. — не менее 56 % или 4900 ч.

Важный вопрос — сравнение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) электролизёров с КИУМ ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций. Среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 г. не превышали 21 % [15]. Таким образом, заложенный в стратегию КИУМ электролизёров превышает КИУМ ВЭС и СЭС.

В стратегии рассматривается вариант непосредственного подключения электролизёров к ветровым и солнечным электростанциям, но в этом случае их КИУМ не может быть выше КИУМ ВЭС и СЭС. В соответствии с анализом развития технологий ВИЭ предполагается рост КИУМ материковых ВЭС до 20 – 40 %, КИУМ морских ВЭС — до 32 – 47 % и КИУМ СЭС — до 10 – 24 % к 2030 г. [16]. Но этого роста недостаточно для получения КИУМ электролизёров выше 37 %.

Если электролизёры покрывают неравномерность выработки ВИЭ в энергосистеме, то КИУМ электролизёров должен быть меньше КИУМ ВЭС и СЭС. Бóльший КИУМ предполагает, что плотность потребления электроэнергии электролизёром будет выше, чем плотность производства электроэнергии ВЭС и СЭС.

Таким образом, можно предположить, что для получения возобновляемого водорода на период до 2030 г. процесс электролиза воды не будет основным либо участие электролизёров в введении электрических режимов в энергосистеме Европейского союза в рассматриваемый период будет ограничено.

Место электролиза в электроэнергетической системе Европейского союза

В качестве примера рассмотрим электроэнергетическую систему Германии. Интерес к ней вызван в первую очередь амбициозными планами по внедрению ВИЭ. В соответствии с энергетической стратегией предполагается рост доли ВИЭ в балансе электрической энергии до 35 % к 2020 г., 50 % — к 2030, 65 % — к 2040 и 80 % — к 2050 г.

В работе [17] выполнен прогноз суточных графиков производства электроэнергии ВИЭ при достижении доли ВИЭ 65 % в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии. Электрические режимы электростанций сильно различаются для декабря и июня — месяцев с разной солнечной активностью, разной долей СЭС в балансе электрической энергии (рис. 1).

В дни с максимальной выработкой электрической энергии ее производство будет значительно превышать потребление, т. е. значительный объём электроэнергии не будет востребован в энергосистеме Германии. В настоящее время в дни с максимальной вы-

[2] “Возобновляемый водород” — это водород, получаемый в результате электролиза воды (в электролизере, работающем на электричестве) и при помощи электричества, получаемого из возобновляемых источников. Возобновляемый водород также может быть получен путем риформинга биогаза (вместо природного газа) или биохимической конверсии биомассы [1].

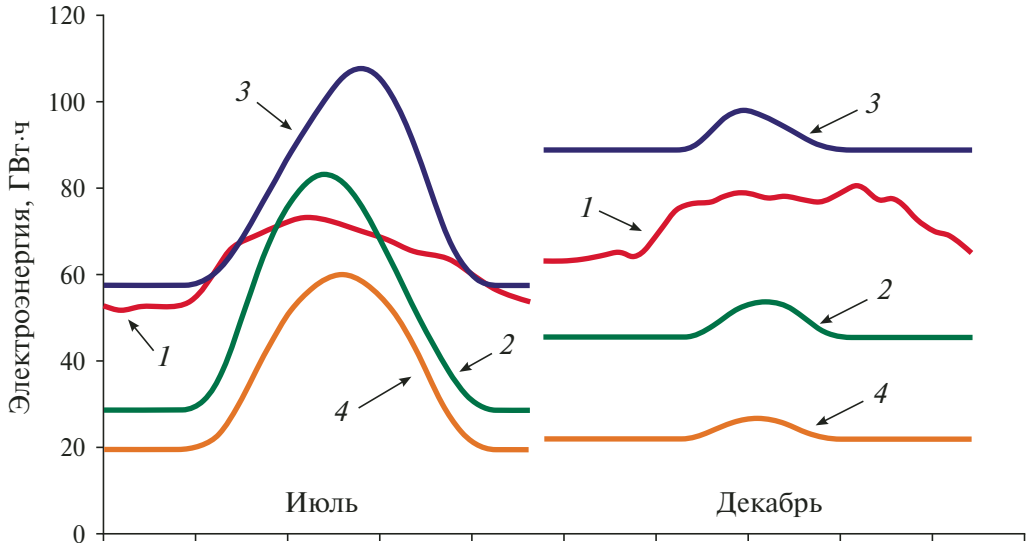

Рис. 1. Прогноз выработки ВИЭ для достижения 65 % доли в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии:
1 — потребление в энергосистеме; *2* — среднемесячная выработка ВИЭ; *3* — максимальная выработка ВИЭ; *4* — минимальная выработка ВИЭ

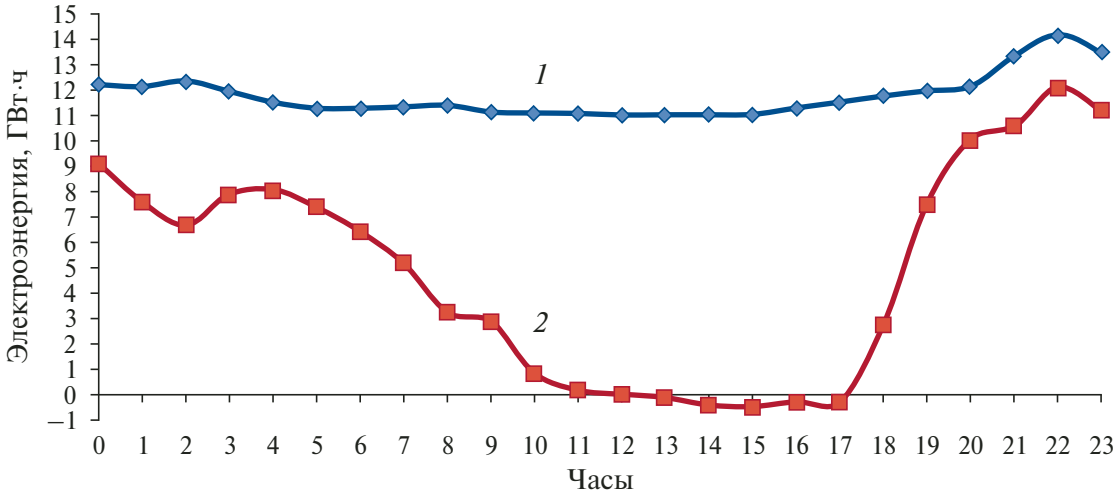

Рис. 2. Производство электроэнергии на ТЭС 8 июня 2019 г. в энергосистеме Германии:
1 — факт с учётом экспорта; *2* — без учёта экспорта

работкой электроэнергии ВИЭ вопросы обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистеме Германии решаются за счёт экспорта электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств (рис. 2).

Выработка ГЭС и электростанции, использующей биомассу в качестве топлива, в течение года не сильно различается в энергосистеме Германии. Наибольшей суточной и сезонной неравномерностью характеризуется выработка электроэнергии ВЭС и СЭС. Например, за период с 2015 по 2019 г. изменение объёма выработки электроэнергии в течение 15 мин превышало 14,5 % установленной мощности ВЭС энергетической компании 50Hertz, в течение суток — 68 % [18]. Таким образом, для энергосистемы с установленной мощностью ВЭС 100 ГВт изменение объёма выработки может превысить 14,5 ГВт за 15 мин и 68 ГВт за сутки.

Развитие ВИЭ создаёт проблемы ведения электрических режимов в энергосистеме Европейского союза. С целью обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в ЕС реализуются программы развития систем накопителей. В табл. 1 представлена структура накопителей энергии в энергосистеме Европейского союза для прогнозов на 2030 и 2050 годы [19]. К 2030 г. основной вклад в обеспечение электрических режимов будут вносить парогазовые и газотурбинные технологии. Доля ПГУ и ГТУ составит 76,3 %, а

Таблица 1

Прогноз объёма пиковой генерации и накопителей энергии в ЕС

Технология	Прогноз		
	METIS-Baseline	METIS-1.5C	METIS-2C-H2X
	2030 г.	2050 г.	2050 г.
ПГУ с утилизацией CO_2	–	37 ГВт	30 ГВт
ПГУ	285 ГВт	33 ГВт	22 ГВт
ГТУ	63 ГВт	129 ГВт	140 ГВт
Всего ГТУ и ПГУ	**348 ГВт**	**199 ГВт**	**192 ГВт**
Батареи	67 ГВт	1 ГВт	6 ГВт
ГАЭС (Pumped storage)	41 ГВт	40 ГВт	40 ГВт
Электролизёры	0 ГВт	560 ГВт	537 ГВт
Метанол (Methanation)	0 ГВт	12 ГВт	11 ГВт
Всего накопители, ГВт	**108**	**613**	**594**
Итого, ГВт	**456**	**812**	**786**

доля накопителей — 23,7 % (батареи — 14,7 % и ГАЭС — 9 %).

В соответствии с прогнозом к 2030 г. вклад электролизёров будет равняться нулю, так как к этому времени только ожидается появление электролизёров, способных работать в режимах с изменением потребления электрической энергии в реальном времени в соответствии с энергетическим балансом.

К 2050 г. вклад электролизёров в обеспечение электрических режимов будет доминирующим. Прогнозируемая установленная мощность электролизёров составит 537 – 560 ГВт, а их доля превысит 68 %.

Необходимо отметить, что доля ПГУ снижается с 62,5 % в 2030 г. до 2,8 – 4,0 % в 2050 г. Снижение доли ПГУ ниже доли ГТУ в энергобалансе является следствием роста стоимости электроэнергии в бинарном цикле выше, чем в открытом цикле в результате снижения КИУМ газовой генерации с 25 % в 2030 г. до менее 5 % в 2050 г. [20].

В настоящее время электролизеры с протонными мембранами (PEM) имеют: лучшие динамические характеристики по сравнению с щелочными электролизерами (Alkaline), более широкий рабочий диапазон и более короткое время отклика [9]. По соображениям безопасности щелочные электролизёры не могут разгружаться до нуля. Данное ограничение не применяется к мембранным электролизёрам. Таким образом, для целей обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме с большой долей ВИЭ технология PEM более востребована, чем текущая технология ALK.

Стоимость производства водорода

Стоимость производства водорода определяется величиной капитальных и эксплуатационных расходов и стоимостью электроэнергии. Технико-экономические характеристики щелочных и мембранных электролизёров представлены в табл. 2 [9].

Загрузка электролизёров сильно влияет на стоимость производства водорода. Чем меньше КИУМ, тем больше доля капитальных расходов в цене водорода. Капитальные и эксплуатационные расходы в цене водорода составят от 3,1 евро/кг H_2 для частичной загрузки электролизёра с КИУМ 10 % и 0,3 евро/кг H_2 для полной загрузки с КИУМ 100 % для PEM электролизёров в сценарных условиях на 2025 г. без учёта средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Снижение стоимости водорода, получаемого в процессе электролиза воды, может быть достигнуто уменьшением цены электрической энергии, ростом КИУМ электролизёра, снижением стоимости электролизёров. Уменьшение стоимости производства элек-

Таблица 2

Технико-экономические характеристики щелочных (ALK) и мембранных (PEM) электролизёров [9]

Характеристика	Щелочной (ALK)		Мембранный (PEM)	
	2017	2025	2017	2025
Расход электроэнергии, (кВт · ч)/кг H_2	51	49	58	52
Эффективность (LHV), %	65	68	57	64
Ресурс электролизёров, ч	80 000	90 000	40 000	50 000
Капитальные расходы системы, включая подключение к электрической сети (CAPEX), евро/кВт	750	480	1200	700
Операционные расходы (OPEX), % CAPEX/год	2	2	2	2
Капитальные расходы на электролизёры, евро/кВт	340	215	420	210
Ресурс системы, год	20		20	

тролизёров может быть достигнуто за счёт роста серийности производства. Инициатива “2 × 40 ГВт” имеет целью содействие массовому увеличению производства электролизеров. В соответствии с инициативой предполагается половину электролизёров (40 ГВт) установить в ЕС, а другую половину (40 ГВт) — в Украине и странах северной Африки [1, 21]. Таким образом, рост серийности производства планируется обеспечить за счёт экспорта оборудования.

Необходимо отметить, что щелочные и мембранные электролизёры уступают по эффективности другим типам накопителей. Ожидается, что технология твердооксидных электролизеров (SOEC) будет иметь лучшие показатели эффективности по сравнению с щелочными и мембранными технологиями. Однако в настоящее время технология SOEC находится лишь на стадии лабораторных исследований [9].

Следует отметить, что более эффективные электролизёры с твердым оксидным электролитом могут иметь более низкие динамические характеристики. Предполагается, что при эксплуатации электролизёров будет существенно ограничено количество циклов “пуск/останов” из-за возможных повреждений, связанных с циклическими изменениями температуры рабочих ячеек [8]. В этом случае технология SOEC может оказаться невостребованной в электроэнергетической системе.

Отрицательные цены электроэнергии в энергосистеме Германии

На примере энергосистемы Германии рассмотрим влияние роста объёмов электрической энергии, вырабатываемой СЭС и ВЭС, на рыночную цену электроэнергии.

Для дальнейшего анализа рассмотрим дни с максимальным объёмом производства электроэнергии на объектах ВИЭ (табл. 3). К возобновляемым источникам энергии относятся ГЭС, ВЭС, СЭС и электростанции, использующие биомассу в качестве топлива.

Рассматриваемые дни соответствуют целевым стратегическим целям по доли ВИЭ в балансе производства электроэнергии, установленным для 2035 – 2040 г. Данные дни характеризуются формированием отрицательных цен на электрическую энергию (рис. 3). Цена электрической энергии 8 июня 2019 г. опускалась ниже — 90 евро за МВт · ч.

Таблица 3

Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии

№ п/п	Дата	Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии, %
1	8 декабря 2018 г.	67,35
2	8 июня 2019 г.	68,72
3	8 марта 2019 г.	57,23
4	10 августа 2019 г.	64,57

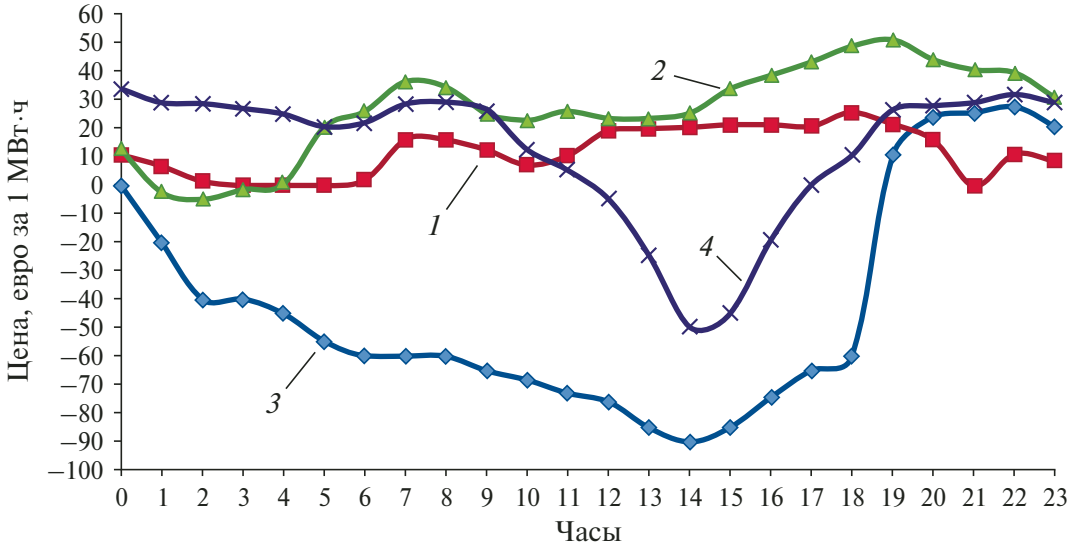

Рис. 3. Цена электроэнергии в дни с максимальной долей ВИЭ в энергобалансе:
1 — 8 декабря 2018 г.; *2* — 8 марта 2019 г.; *3* — 8 июня 2019 г.; *4* — 10 августа 2019 г.

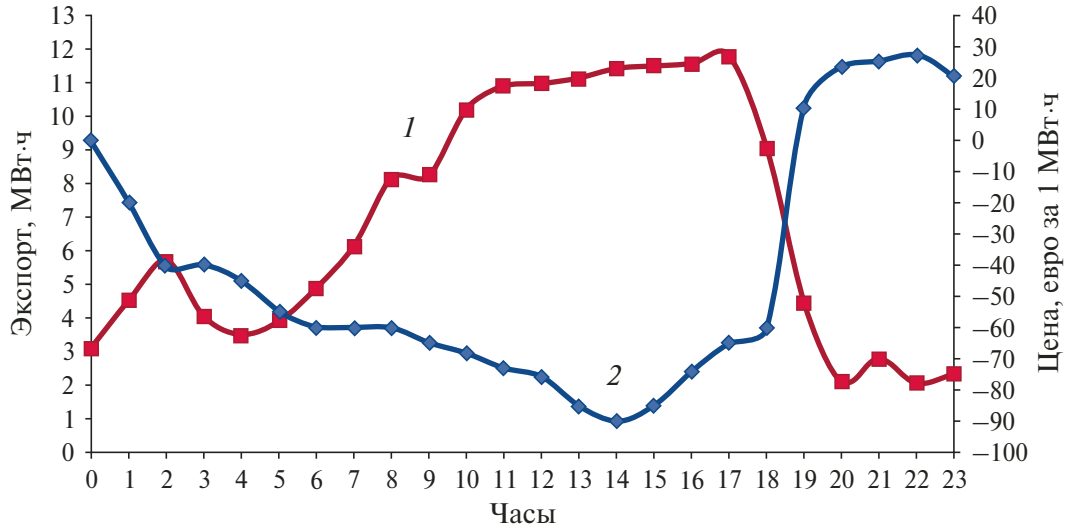

Рис. 4. 8 июня 2019 г.:
1 — экспорт электроэнергии из энергосистемы Германии; *2* — цена электроэнергии

В 2040 г. среднее значение доли ВИЭ в потреблении электроэнергии составит 65 %. В рамках существующей модели рынка стоимость электрической энергии также будет принимать отрицательные значения. В настоящее время, учитывая наличие специальных обязательных платежей потребителей по поддержке развития ВИЭ, основной экономический ущерб от формирования на рынке отрицательных цен несут тепловые и атомные электростанции.

На рис. 4 представлены зависимости рыночной цены электрической энергии от экспорта электроэнергии из энергосистемы Германии.

Рост объёмов экспорта электрической энергии приводит к снижению её стоимости. Значения коэффициентов корреляции между экспортом электрической энергии и стоимостью представлены в табл. 4.

Таким образом, рыночная цена электрической энергии принимает отрицательные значения при росте производства ВИЭ. Дальнейший рост доли ВИЭ в энергобалансе приведёт к регулярным отрицательным ценам в энергосистеме.

Низкие и отрицательные цены электрической энергии не позволяют обеспечить окупаемость инвестиций в строительство солнечных и ветровых электростанций при отказе от специальных обязательных платежей по-

требителей по поддержке развития ВИЭ. Необходимо отметить, что отрицательные цены оказывают позитивное влияние на окупаемость накопителей энергии. Чем ниже цена, тем лучше экономика накопителей. Рост цены электрической энергии ухудшает экономику накопителей, снижает их инвестиционную привлекательность.

Стоимость водорода для периодов с отрицательной ценой электроэнергии будет значительно ниже и может сравняться со стоимостью производства водорода на базе природного газа и угля. Электролизёры, потребляя электроэнергию в часы максимума производства ВИЭ, с одной стороны оказывают услугу энергосистеме, потребляя избыточную невостребованную энергию, с другой — повышают рыночную цену электроэнергии, что может поставить вопрос о гарантиях окупаемости внедрения электролизёров. Следовательно, услуги электролизёров по ведению режимов в энергосистеме должны иметь гарантированную оплату рынком, что может означать рост стоимости электроэнергии для конечных потребителей.

Таким образом, необходимо найти оптимальное решение комплексной задачи со сложными обратными связями, позволяющее обеспечить инвестиционную привлекательность одновременно строительства ВИЭ и накопителей энергии при сохранении конкурентоспособности экономики Европейского союза.

Водородная стратегия как раз и является попыткой ЕС решить данную комплексную задачу, в том числе проблему дефицита ископаемых энергетических ресурсов на территории Евросоюза и проблемы надёжности функционирования электроэнергетической системы. Предполагается, что рыночные механизмы позволят создать условия для формирования ценовых сигналов, которые обеспечат оплату услуг, оказываемых электролизёрами энергетической системе, в том числе по увеличению доли ВИЭ в энергобалансе.

Таблица 4

Корреляция между ценой электроэнергии и величиной экспорта электроэнергии

№ п/п	Дата	Коэффициент корреляции
1	8 марта 2019 г.	– 0,75
2	8 июня 2019 г.	– 0,85
3	10 августа 2019 г.	– 0,90
4	8 декабря 2018 г.	– 0,44

Последствия водородной стратегии для Российской Федерации

В последнее время активно обсуждается необходимость для Российской Федерации следовать в новом зарубежном тренде водородной экономики. К сожалению, имеют место исключительно декларативные заявления без анализа последствий и влияния на конкурентоспособность отечественных товаров и услуг как на внешних рынках, так и внутреннем. Как и в случае с Европейским союзом, Российская Федерация имеет право рассчитывать, что при реализации программы водородной энергетики будет обеспечена конкурентоспособность российской экономи-

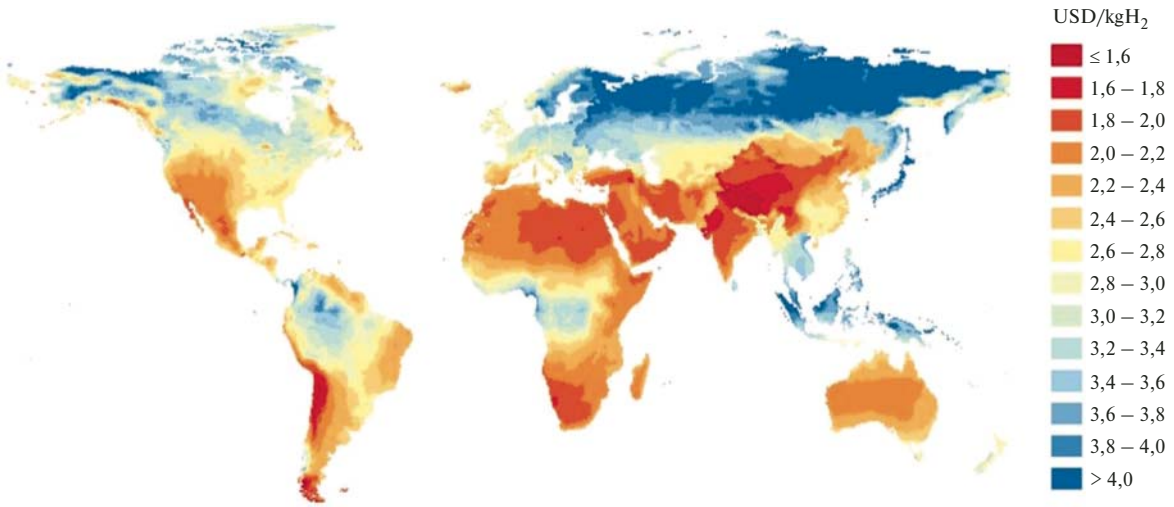

Рис. 5. Прогноз стоимости водорода для энергетических систем на базе материковых ВЭС и СЭС (источник: The Future of Hydrogen — IEA, 2019)

Таблица 5

Сопоставление “надежд” и реалий массового использования водорода в энергетике

“Надежды” водородной энергетики	Реалии масштабного использования водорода
Массовый переход от углеводородов к водороду позволит значительно сократить выбросы CO_2	Использование водорода в качестве топлива повысит выбросы NO_x и особенно H_2O как главного парникового газа
Применение “зеленого” водорода позволит сгладить пики производства энергии от ВИЭ	Объединение в единый комплекс самого неэффективного (по EROEI) производства энергии с самым неэффективным производством водорода
Теплота сгорания водорода значительно выше, чем метана	Для производства единицы энергии водорода по объему потребуется в среднем в 3 раза больше
Хранение водорода не приводит к выбросам парниковых газов	Хранение водорода (в сжатом или сжиженном виде) требует значительных затрат энергии
Массовое использование водорода повысит КПД централизованной и мощности децентрализованной энергетики	Реально оправданные добавки водорода к метану составляют не более 25 % (КПД растет на 10 %). Использование водорода в топливных элементах значительно дороже сжигания традиционных видов топлива

ки, будут создаваться новые рабочие места. На рис. 5 представлен прогноз международного энергетического агентств (IEA) стоимости производства зелёного водорода для энергетических систем, состоящих из материковых ветровых и солнечных электростанций с учётом географических особенностей разных стран [11]. В соответствии с данным прогнозом стоимость зелёного водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире.

Таким образом, производство зелёного водорода в процессе электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой ветровыми и солнечными электростанциями, делает экономику РФ неконкурентоспособной.

Важно отметить, что рост доли ВЭС и СЭС в энергобалансе приводит к ухудшению сбалансированности энергосистемы (энергорайона) [22], росту потребности в пиковой генерации [23], снижению объёмов комбинированной выработки электрической энергии и тепла [24].

Обобщенные “плюсы” и “минусы” активного использования водорода в энергопромышленном комплексе представлены в табл. 5.

Водяной пар как основной парниковый газ в атмосфере Земли

Принимая во внимание, что основным парниковым газом в атмосфере является водяной пар, а рост абсолютной влажности оказывает влияние на локальные климатические изменения [25], использование процесса электролиза в качестве основного решения, обеспечивающего гибкость энергосистемы, требует дополнительного изучения с точки зрения снижения выбросов водяного пара.

Для получения одинакового количества энергии в случае сжигания водорода выделится водяного пара на 56,7 % больше, чем для метана. В настоящее время выбросы парникового газа в атмосферу в Москве от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта оцениваются в 93 млн т в год [25]. Таким образом, при переходе на водородное топливо выбросы водяного пара в атмосферу могут превысить 145 млн т в год. За период с 1950 по 2016 г. рост массы водяного пара в атмосфере Москвы для ноября составил 26,7 % [25].

Нейтральность стран к углекислому газу

Европейский союз поставил цель достичь нейтральность к углекислому газу к 2050 г. Китай поставил цель достичь нейтральность к углекислому газа с учётом поглотительной способности лесов. В табл. 6 представлены данные об эмиссии углекислого газа странами и поглотительной способности лесов. Средняя поглотительная способность 1 га составляет 14 – 18 т CO_2 в год.

Выполненные расчёты показали, что в Российской Федерации и США поглощение углекислого газа больше, чем эмиссия. Необходимо отметить, что Российская Федерация

Таблица 6

Сальдо эмиссии и поглощения углекислого газа

Параметр		Китай	США	Индия	Россия	Япония	Германия
Эмиссия CO_2, млрд т		9,42	5,15	2,48	1,5	1,1	0,725
Леса	млн км^2	2	4,04	0,683	8,1	0,25	0,11
	га/т CO_2	0,02	0,08	0,03	0,54	0,02	0,02
Требуемая поглотительная способность леса для обеспечения нейтральности к углеводороду, т CO_2/га		47,10	12,75	36,31	1,85	44,00	65,91
Фактический диапазон средней поглотительной способности леса	мин., т CO_2/га	14	14	14	14	14	14
	макс., т CO_2/га	18	18	18	18	18	18
Поглощение CO_2, млрд т		2,8	5,66	0,96	11,3	0,35	0,15
Сальдо: эмиссия — поглощение	мин., млрд т	5,82	**– 2,12**	1,25	**–13,1**	0,65	0,53
	макс., млрд т	6,62	**– 0,51**	1,52	**– 9,84**	0,75	0,57

останется нейтральной к углекислому газу даже при условии снижения поглотительной способности лесов в 7,5 раз.

Выводы

1. Водородная стратегия Европейского союза охватывает вопросы полного цикла от разработки технологий производства “зелёного” водорода до его конечного потребления. Предусматривается комплекс организационных, нормативных, инвестиционных мер, обеспечивающий конкурентоспособность экономики Европейского союза.

2. В стратегии указано: “Инвестиции в водород будут способствовать устойчивому росту и созданию рабочих мест, что будет иметь решающее значение в контексте восстановления после кризиса COVID-19”.

3. Новая промышленная стратегия ЕС предусматривает установление “глобальных стандартов высокого качества” с целью укрепления “промышленной конкурентоспособности”: “ЕС будет продолжать прикладывать усилия по поддержанию, обновлению и модернизации мировой торговой системы с тем, чтобы она соответствовала сегодняшним вызовам и реалиям завтрашнего дня”.

4. Снижение стоимости производства электролизёров предполагается решать за счёт роста экспорта. Инициатива “2 × 40 ГВт” предполагает размещение 40 ГВт электролизёров в Украине и странах северной Африки.

5. Для выравнивания стоимости получения водорода из ископаемого топлива (газ, уголь) с применением и без технологий улавливания, утилизации и хранения углерода цены на CO_2 должны быть в диапазоне от 55 до 90 евро/т CO_2. Сценарные значения стоимости выбросов CO_2, применяемые при выполнении экономических расчётов в программах развития электроэнергетической системы Европейском союзе, составляют 28 евро/т CO_2 к 2030 г. и 350 евро/т CO_2 к 2050 г.

6. Для равномерного ввода электролизёров в эксплуатацию среднегодовой КИУМ электролизёров за период с 2020 по 2024 г. составит не менее 37,2 % или 3266 ч, а для периода с 2025 по 2029 г. — не менее 56 % или 4900 ч. Среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 г. не превышали 21 %. Таким образом, заложенный в стратегию КИУМ электролизёров превышает КИУМ ВЭС и СЭС.

7. Стоимость производства “зелёного” водорода в Российской Федерации в процессе электролиза воды с использованием электроэнергии материковых ветровых и солнечных электростанций в соответствии с прогнозом IEA будет одной из самых высоких в мире.

8. Выбросы водяного пара в атмосферу в Москве при переводе ТЭЦ, котельных и автотранспорта на водородное топливо вырастут на 56,7 % (с 93 млн т до 145 млн т в год).

9. В Российской Федерации и США поглощение углекислого газа больше, чем эмиссия.

Список литературы

1. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe** // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.2020.
2. **A New Industrial Strategy for Europe** // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 10.3.2020.
3. **Белобородов, С. С. Снижение эмиссии CO_2: развитие когенерации или строительство ВИЭ?** / С. С. Белобородов // "Энергосовет". — 2018. — № 1 (51). — С. 16 – 25.
4. **Staffell, I. (2018). Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby** / I. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis https: //www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf.
5. **Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития.** 2-изд., перераб. и доп. / Л. А. Мелентьев. — М.: Наука, 1983. — 455 с.
6. **Мелентьев, Л. А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий** / Л. А. Мелентьев. — М.: Наука, 1993. — 364 с.
7. **Energy in a finite world. Paths to sustainable future** // report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, — Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts. — 1981. — 225 p.
8. **Радченко, Р. В. Водород в энергетике: учеб. пособие** / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеренбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.
9. **Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition** // IRENA — September 2018, www.irena.org.
10. **Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition** // Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019, fch.europa.eu.
11. **The Future of Hydrogen** // Technology report, IEA, — June 2019. https: //www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#.
12. **Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables** // European Commission, Brussels. July 2017.
13. **Energy storage — the role of electricity** // Commission staff working document, European Commission, Brussels — 1.2.2017.
14. **Denholm, Paul. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation.** Technical Report NREL / TP-6A2-47187 / Paul Denholm, Erik Ela, Brendan Kirby, and Michael Milligan // National Renewable Energy Laboratory, USA — January 2010.
15. **EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019**.
16. **Capros, P. Technology pathways in decarbonisation scenarios** / P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias (E3Modelling), Louise De Vos, Ali Dadkhah, Guillaume Dekelver (Tractebel) // Study, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels — July 2018.
17. **Белобородов, С. С. Обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии в дни с максимальной выработкой ВИЭ** / С. С. Белобородов // Электрические станции. — 2020. — № 2. — С. 16 – 22.
18. https: //www.50hertz.com/en/Transparency/GridData/Production/Windpower.
19. **Study on energy storage — Contribution to the security of the electricity supply in Europe** // Christopher Andrey, Paul Barberi and etc., Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels. — March 2020.
20. **Белобородов, С. С. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии солнечными и ветроэлектростанциями на структуру генерирующих мощностей в энергосистеме Германии** / С. С. Белобородов // Электрические станции. — 2020. — № 5. — С. 2 – 7.
21. **Philibert, Cédric. Perspectives on a Hydrogen Strategy for the European Union** / Cédric Philibert // Études de l'Ifri, Ifri, April 2020.
22. **Белобородов, С. С. Влияние развития ВИЭ на сбалансированность производства и потребления электроэнергии в ЕЭС России** / С. С. Белобородов, А. А. Дудолин // НРЭ. — 2020. — № 5. — С. 6 – 17.
23. **Белобородов, С. С. Влияние пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации** / С. С. Белобородов, А. А. Дудолин // НРЭ. — 2018. — № 5. — С. 31 – 39.
24. **Белобородов, С. С. Влияние ВЭС, АЭС и электростанций, работающих по принципу утилизации отходов, на объём комбинированной выработки электрической энергии в энергосистемах стран Европейского Союза** / С. С. Белобородов // Новости теплоснабжения. — 2019. — № 4 (220). — С. 10 – 24.
25. **Гашо, Е. Г. Влияние выбросов водяного пара от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта на локальные климатические изменения и климатическую адаптацию мегаполиса на примере Москвы** / Е. Г. Гашо, С. В. Гужов, А. С. Белобородова, Н. В. Гукова // Надёжность и безопасность энергетики. — 2019. — Том 12, № 3. — С. 190 – 199.

References

1. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**, Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.
2. **A New Industrial Strategy for Europe**, Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic

and social committee and the committee of the regions, Brussels, 10.3.2020.
3. **Beloborodov S. S. Energosovet** (Energosovet), 2018, No. 1(51), pp. 16 – 25.
4. **Staffell I., Jansen M., Chase A., Cotton E., Lewis C. Energy Revolution: Global Outlook**, 2018, [Electronic resource]. — URL: https: //www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf.
5. **Melent'ev L. A. Sistemnye issledovaniya v energetike: Elementy teorii, napravleniya razvitiya** (Systems Research in Energy: Elements of Theory, Directions of Development), Moscow, Nauka, 1983, 455 p.
6. **Melent'ev L. A. Izbrannye trudy. Nauchnye osnovy teplofikatsii i energosnabzheniya gorodov i promyshlennykh predpriyatii** (Selected Works. Scientific bases of heating and power supply of cities and industrial enterprises), Moscow, Nauka, 1993, 364 p.
7. **Energy in a finite world. Paths to sustainable future**, Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts, 1981, 225 p.
8. **Radchenko R. V., Mokrushin A. S., Tyulpa V. V. Vodorod v energetike** (Hydrogen in power engineering), Ekaterinburg, Publ. Ural University, 2014, 229 p.
9. **Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition**, IRENA, September 2018, [Electronic resource]. — URL: www.irena.org.
10. **Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition**, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019, [Electronic resource]. — URL: fch.europa.eu.
11. **The Future of Hydrogen**, Technology report, IEA, June 2019, [Electronic resource]. — URL: https: //www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#.
12. **Mainstreaming RES. Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables**, European Commission, Brussels, July 2017.
13. **Energy storage. The role of electricity**, Commission staff working document, European Commission, Brussels, 01.02.2017.
14. **Denholm Paul, Erik Ela, Brendan Kirby, Michael Milligan. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation.** Technical Report NREL / TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory, USA, January 2010.
15. **EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019**.
16. **Capros P., Dimopoulou E., Evangelopoulou S., Fotiou T., Kannavou M., Siskos P., Zazias G., Louise De Vos, Ali Dadkhah, Guillaume Dekelver (Tractebel). Technology pathways in decarbonisation scenarios**, Study, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels, July 2018.
17. **Beloborodov S. S. Elektricheskie stantsii** (Electrical stations), 2020, No. 2, pp. 16 – 22.
18. [Electronic resource]. — URL: https: //www.50hertz.com/en/Transparency/GridData/Production/Windpower.
19. **Christopher Andrey, Paul Barberi. Study on energy storage. Contribution to the security of the electricity supply in Europe**, Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels, March 2020.
20. **Beloborodov S. S. Elektricheskie stantsii** (Electrical stations), 2020, No. 5, pp. 2 – 7.
21. **Philibert Cédric. Perspectives on a Hydrogen Strategy for the European Union**, Études de l'Ifri, Ifri, April 2020.
22. **Beloborodov S. S., Dudolin A. A. NRE** (NRE), 2020, No. 5, pp. 6 – 17.
23. **Beloborodov S. S., Dudolin A. A. NRE** (NRE), 2018, No. 5, pp. 31 – 39.
24. **Beloborodov S. S. Novosti teplosnabzheniya** (Heat supply news), 2019. — No. 4(220), pp. 10 – 24.
25. **Gasho E. G., Guzhov S. V., Beloborodova A. S., Gukov N. V. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki** (Safety and Reliability of Power Industry), 2019, Vol. 12, No. 3, pp. 190 – 199.

gashoyg@mpei.ru

The competitiveness of the economy when switching to hydrogen energy. Hydrogen in the energy sector of the European Union

Beloborodov S. S., Nenashev A. V., Gasho E. G.

The effect of increasing share of solar and wind generation in the energy balance on the development of the renewable hydrogen sources as a priority direction for the European Union is analyzed. A comprehensive analysis of the energy, environmental and economic consequences of the mass shift to hydrogen is presented along with the assessment of the impact of copying the EU hydrogen strategy on the competitiveness of the Russian economy. Unlike the countries of the European Union which provided for a set of managerial procedures, regulatory and investment measures developed to ensure the competitiveness of their economy, any compensation measures are still absent in Russia.

Keywords: hydrogen, energy system, electric modes, renewable energy sources, the European Union, carbon dioxide emission.

DOI 10.34831/EP.2021.80.32.005

Переход ЕС к водородной энергетике: потребность в ресурсах

Белобородов С. С., канд. техн. наук, Ненашев А. В.
Некоммерческое партнёрство по содействию внедрения энергоэффективных технологий “Энергоэффективный город”, Москва

Гашо Е. Г., доктор техн. наук
НИУ “МЭИ”, Москва

Переход на водородную экономику путём производства “зелёного” водорода потребует от Европейского союза строительства ВЭС и СЭС установленной мощностью, превышающей текущую более, чем в 33 раза. Площадь ветропарков мощностью 5655 ГВт составит до 38,5 % площади европейских стран. Годовая потребность в водных ресурсах для получения дистиллированной воды может превысить среднемноголетний сток крупных европейских рек. Показана необходимость решения сложной задачи обеспечения баланса производства и потребления “зелёного” водорода с учётом сезонной и суточной неравномерности и малой предсказуемости производства электрической энергии ВИЭ и сезонной неравномерности объёмов водных ресурсов, а также принять во внимание риски маловодных лет. Потребность ЕС в метане в случае производства водорода методом пиролиза метана (без доступа кислорода) превысит 50 % мировой годовой добычи природного газа, а методом парового риформинга метана — 25 %. Принимая во внимание ограниченность мировых запасов природного газа, ни пиролиз метана (без доступа кислорода), ни паровой риформинг метана не могут рассматриваться в качестве основных методов получения водорода.

Ключевые слова: водород, ВИЭ, дистиллированная вода, Европейский Союз, энергосистема, электрические режимы.

Водородная стратегия Европейского союза [1], которая должна позволить ЕС достичь цели по нейтральности к углероду к 2050 г., в качестве приоритета определяет развитие возобновляемых источников водорода, производимых с использованием главным образом энергии ветра и солнца. Европейский союз является одним из ключевых торговых партнёров Российской Федерации. Структурные изменения в экономике ЕС могут привести к изменению условий торговых отношений с РФ [2].

Стремление ЕС распространить “экологические” требования на внешних торговых партнёров и ввести трансграничное углеродное регулирование связано с необходимостью обеспечить конкурентоспособность не только собственной экономики [2], но и централизованных систем электроснабжения промышленных потребителей европейских стран по сравнению с автономными системами. Отказ промышленных потребителей от систем централизованного электроснабжения из-за роста цен в результате активного развития ВЭС и СЭС создаёт риски для их надёжного функционирования. Рост обязательных платежей за выбросы углекислого газа позволит странам ЕС сбалансировать стоимость электроэнергии в системах централизованного и автономного электроснабжения промышленных потребителей [3].

В Российской Федерации накоплен значительный опыт реализации проектов в области водородной энергетики, в том числе — для получения “зелёного” водорода. Первоначально водородные технологии применялись в ракетостроении и космической отрасли. В 1971 г. был разработан электрохимический генератор “Волна” мощностью 1,2 кВт для лунной программы, в 1988 г. — система “Фотон” мощностью 10 кВт для “Бурана”. Позже водород нашёл применение в судостроении, машиностроении и авиастроении. В 1982 г. был выпущен автомобиль “РАФ” с водородным щелочным топливным элементом. Первый экспериментальный самолёт на водородном топливе ТУ-155 совершил полёт в 1988 г. В России для автономной энергетики созданы установки с электрохимическими генераторами, в том числе корабельными, мощностью 150 кВт и более [4].

Атомно-водородные технологии (получение водорода с помощью ВТГР, термохимия и опреснение воды, промышленные энерготехнологические комплексы) активно развивались в СССР под руководством академиков В. А. Легасова, Н. Н. Пономарева-Степного в самом конце 80-х годов [5]. В

1994 г. Комитетом Российской Федерации по пищевой и перерабатывающей промышленности были приняты “Нормы технологического проектирования производства водорода методом электролиза” [6], где рассмотрены вопросы надёжности, безопасности, эффективности производства водорода методом электролиза.

Следует учитывать, что электроэнергетика Российской Федерации является одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO_2 за счёт значительной доли ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малой доли угольной генерации в энергобалансе [7, 8].

С другой стороны, переход Российской Федерации на “зелёный” водород создаёт значительные риски для конкурентоспособности отечественной экономики. Важно отметить, что в соответствии с прогнозом международного энергетического агентства (IEA) стоимость производства “зелёного” водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире [9].

Основным тормозом к применению водорода в энергетике является то, что для получения водорода расходуется больше энергии, чем выделяется при его использовании [10]. Эффективность цикла преобразования энергии на базе электролиза воды в настоящее время составляет около 60 %. В рамках предлагаемой ЕС водородной стратегии процесс получения “зелёного” водорода может рассматриваться как способ аккумулирования энергии, получаемой на ВЭС и СЭС, ввиду высокой неравномерности и малой предсказуемости производства энергии этими источниками.

К анализу перспектив и необходимых условий перехода энергетической системы Европейского союза на “зелёный” водород необходимо подходить с точки зрения системного (научного) подхода. Научные основы проектирования энергетических систем были заложены советскими (российскими) учёными ещё в XX веке [11, 12]. Вопросы горизонтальной интеграции энергетических систем разрабатывались в конце 1970-х годов международной научной группой, в том числе с участием советских учёных [13].

Актуальным вопросом является анализ достижимости целей, поставленных ЕС в рамках водородной стратегии, а также наличия необходимых ресурсов для перехода на “зелёный” водород. В настоящей статье рассматриваются: потребность стран ЕС в электрической мощности ВЭС и СЭС; наличие территорий для размещения ВЭС и СЭС; требуемое качество водных ресурсов для электролиза; неравномерность размещения ресурсов в странах ЕС.

1. Переход Европейского союза к водородной экономике

Важным вопросом является анализ наличия необходимого количества ресурсов для обеспечения перехода ЕС на водородную экономику.

1.1. Общее потребление странами Европейского союза энергоресурсов

Оценка потребности стран Европейского союза в водороде в случае полного отказа от тепловой и атомной энергетики, потребления природного газа, нефти и нефтепродуктов может быть выполнена на основе фактического энергетического баланса ЕС [14]. Для удобства выполнения сравнения все энергоресурсы выражены в ТВт · ч. В 2017 г. объём первичных ресурсов в структуре энергетического баланса ЕС составил 18 884,4 ТВт · ч, из которых возобновляемые энергетические ресурсы и биотопливо — 2715,3 ТВт · ч. Нефть и нефтепродукты, каменный и бурый уголь, природный газ в первичных ресурсах составили 13 463,6 ТВт · ч. Бóльшая часть (94 %) первичных энергоресурсов была направлена на электростанции (в котельные) для выработки электрической энергии и тепла (43,3 %) и на нефтеперерабатывающие заводы (50,3 %). Средневзвешенная эффективность преобразования всех первичных энергоресурсов во вторичные превысила 76,9 %. Эффективность преобразования первичных ресурсов в электрическую энергию и тепло составила около 51,8 %. При переходе на “зелёный” водород электрическая энергия, вырабатываемая ВЭС и СЭС, является первичным энергоресурсом, а водород — вторичным. Для выполнения дальнейших оценок предполагается, что выработка электрической энергии ВЭС и СЭС должна заместить такие первичные энергоресурсы, как уголь, газ, нефть и нефтепродукты, ядерное топливо.

Полный переход на ВИЭ потребует заместить 16 169 ТВт · ч, вырабатываемых на органическом и атомном топливе. Выработка электрической энергии ВИЭ с использованием биотоплива в энергосистеме ЕС составила 1005,61 ТВт · ч в 2017 г. (табл. 1).

Таблица 1

Выработка электрической энергии ВИЭ в 2017 г.

ВИЭ	Выработка электроэнергии, ТВт · ч
ВИЭ и биотопливо	1005,61
ГЭС	331,31
ВЭС	362,41
Твёрдые биотоплива и возобновляемые отходы	116,85
Биогаз	63,41
Жидкие биотоплива	4,99
СЭС	119,39
Геотермальные	6,72
Приливные, волновые и океанические	0,53
Всего выработка электроэнергии в ЕС	3294,31

Таблица 2

Установленная мощность ВЭС и СЭС в 2017 г.

ЕС (28) с учётом Великобритании	Мощность, МВт
Электрическая мощность ВЭС	168 514
Электрическая мощность СЭС	109 001

Таким образом, требуемая дополнительная выработка электроэнергии ВИЭ превысит 16 169 ТВт · ч. Учитывая, что дополнительный объём выработки электрической энергии ГЭС маловероятен, основными источниками роста выработки электроэнергии станут СЭС и ВЭС (табл. 2). При условии, что установленная мощность ВЭС и СЭС вырастет одинаково в 33,6 раза, требуемая мощность ВЭС составит 5655 ГВт, а СЭС — 3658 ГВт при текущих значениях КИУМ.

В 2017 г. в энергосистеме ЕС при условии равномерного ввода новых генерирующих мощностей КИУМ ВЭС составил 25,6 %, а КИУМ СЭС — 13,1 %. Рост КИУМ ВЭС и СЭС может снизить требуемую мощность электростанций.

1.2. Потребность экономики Европейского союза в водороде

Основными методами промышленного получения водорода являются (табл. 3): паровой риформинг метана; электролиз воды; пиролиз метана (без доступа кислорода).

Паровой риформинг характеризуется выбросами углекислого газа, пиролиз метана (без доступа кислорода) — выбросами углерода. Процесс получения водорода в результате электролиза воды считается нейтральным к углероду. Однако важно также учитывать выбросы углекислого газа при производстве дистиллированной воды, используемой в процессе электролиза. Необходимо отметить, что химически очищенная вода необходима для парового риформинга метана.

Сравнение методов получения водорода путём электролиза воды, парового риформинга метана, пиролиза метана (без доступа кислорода) представлено в табл. 4.

Приоритетом водородной стратегии ЕС является получение “зелёного” водорода. Для реализации программы его производства необходимы: территория для размещения ВЭС и СЭС требуемой мощности; морская и речная вода для получения дистиллированной воды.

При условии, что вся первичная электроэнергия ВЭС и СЭС в ЕС будет направлена на производство водорода, а расход электрической энергии на 1 кг водорода в процессе электролиза воды составит 51 кВт · ч [15], бу-

Таблица 3

Основные методы получения водорода

Метод	Химическая реакция
Паровой риформинг метана	$CH_4 + 2H_2O = 4H_2 + CO_2 - 165$ кДж
Электролиз воды	$2H_2O = 2H_2 + O_2 - 571$ кДж
Пиролиз метана (без доступа кислорода)	$CH_4 = C + 2H_2 - 75{,}7$ кДж

Таблица 4

Сравнение методов получения водорода (на 1 кг H_2)

Показатель	Электролиз воды	Паровой риформинг метана	Пиролиз метана (без доступа кислорода)
Расход дистиллированной H_2O, кг	9	–	–
Расход очищенной H_2O, кг	–	4,5	–
Расход CH_4, кг	–	2	4
Выбросы C, кг	–	–	3
Выбросы CO_2, кг	–	5,5	–
Выбросы O_2, кг	8	–	–

дет получено 370 млн т (4147 млрд м^3) водорода в год.

Для производства данного объёма водорода в процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) потребуется 2074 млрд м^3 метана, в процессе парового риформинга метана — 1037 млрд м^3 метана. Мировая добыча природного газа в 2018 г. составила около 4000 млрд м^3. Таким образом, потребность ЕС в метане при производстве водорода методом пиролиза метана (без доступа кислорода) превысит 50 % годовой добычи природного газа, а методом парового риформинга метана — 25 %. Для сравнения: импорт природного газа в странах ЕС в 2018 г. составил 371 млрд м^3, а сжиженного природного газа — 51,6 млрд м^3 [14].

В процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) масса углерода, подлежащего утилизации, составит 1111 млн т. Для сравнения: импорт угля странами ЕС (27) в 2018 г. составил 144 млн т [14].

В процессе парового риформинга метана объём углекислого газа, подлежащего утилизации, оценивается в 2037 млн т (1037 млрд м^3).

Принимая во внимание ограниченность мировых запасов природного газа, ни пиролиз метана (без доступа кислорода), ни паровой риформинг метана не могут рассматриваться в качестве основных методов получения водорода.

1.2.1. Электролиз воды

• **Потребность в дистиллированной воде.** Требованиям к качеству воды для использования в процессе электролиза соответствует процесс дистилляции [16, 17], в то время как технологии обратного осмоса в настоящее время не обеспечивают необходимое качество [18].

На 1 кг водорода в процессе химической реакции расходуется 9 кг дистиллированной воды. На практике расход дистиллированной воды несколько выше: с учетом уноса влаги с отходящими из электролизера газами он составляет около 10 кг на 1 кг водорода [6].

Для производства 370 млн т водорода в процессе электролиза воды потребуется 3,7 км^3 дистиллированной воды в год. В случае равномерного производства водорода средний расход дистиллированной воды в течение года составит 117,4 м^3 в секунду. Полезный выход дистиллированной воды в зависимости от технологии, производительности и требований к качеству может составлять от 15 до 50 % от объёма исходной воды [19]. Таким образом, объём исходной воды составляет от 7,4 до 24,7 км^3 в год, а средний

Таблица 5

Крупнейшие реки Европейского союза

Река	Площадь бассейна, тыс. км^2	Годовой сток, км^3	Длина, км	Сток		
				минимум, м^3	средний, м^3	максимум, м^3
Дунай	817	205	2857	1800	–	20 000
Рейн	185	72,6	1320	620	–	12 000
Висла	198,5	34,1	1092	–	1080	10 000
Сена	74 – 79	12,6 – 14,2	780	40	–	2500
Эльба	148,3	27,2	1165	140	–	3690
Тахо	80	11	1000	–	348	–
Луара	117	26,6 – 27,5	1020	120	–	4000

расход исходной воды может достигать 782 м^3 в секунду.

Для сравнения в табл. 5 приведены данные о годовом стоке крупнейших рек Европейского союза [20]. Сток рек характеризуется значительной сезонной неравномерностью.

Средний расход исходной воды может превысить минимальный сток всех крупнейших рек ЕС за исключением Дуная. А годовой объём потребления исходной воды может превысить годовой сток рек Сены и Тахо и сравним с годовым стоком рек Эльбы и Луары.

Важно отметить, что обеспеченность водными ресурсами европейских стран сильно различается. По степени обеспеченности водными ресурсами европейский регион можно условно разделить на четыре категории стран с различной напряженностью водохозяйственного баланса (табл. 6) [21].

На рис. 1 представлены данные о ресурсах пресной воды на единицу вырабатываемой энергии в странах ЕС.

При оценке наличия ресурсов пресной воды необходимо учитывать, что в соответствии с прогнозами ожидается увеличение на 15 % среднегодовых значений осадков в северной части Европы и их уменьшение на 23 % в направлении к югу. К 2050 г. в Юго-Восточной Европе прогнозируется уменьшение годового стока на 20 – 30 % [23].

Важно отметить, что использование значительных объёмов водных ресурсов рек и озёр для получения дистиллированной воды окажет негативное влияние на окружающую среду. Остаточные рассолы являются источниками загрязнения окружающей среды солями и теплом, что может привести к гибели животного и растительного мира пресноводных рек и озёр. В зависимости от способа и технологии опреснения количество остаточного рассола может составлять от 30 до 100 % объёма получаемой дистиллированной воды [24].

Таким образом, вопрос обеспечения производства “зелёного” водорода водой является одним из ключевых.

• **Потребность в электрической и тепловой энергии для получения дистиллированной воды.**

Процесс получения дистиллированной воды является энергоёмким. Расход электрической энергии и тепла зависит от требуемого качества дистиллированной воды. Для дистиллированной воды с содержанием солей от 1 до 50 мг на 1 литр расход электрической энергии составит от 2,5 до 5 кВт · ч на 1 м^3, а тепловой энергии — от 40 до 120 кВт · ч на 1 м^3 [18].

В соответствии с нормами технологического проектирования производства водорода методом электролиза воды [6] массовая концентрация остатка в дистиллированной воде после выпаривания не должна превышать 5 мг/дм^3 [17]. Энергетические затраты на получение дистиллированной воды могут составить 18,5 ТВт · ч электрической энергии и 444,3 ТВт · ч тепловой энергии. Учитывая, что при отсутствии атомных и тепловых электростанций в энергосистеме для получения дистиллированной воды ВЭС и СЭС должны будут дополнительно вырабатывать более 462,8 ТВт · ч электроэнергии в год, что составляет 96 % от текущей выработки электроэнергии ВЭС и СЭС.

Таблица 6

Обеспеченность водными ресурсами стран ЕС

Категория	Критерий	Страны
Страны с резко выраженной напряженностью водохозяйственного баланса и незначительными водозапасами	Водозабор от 50 до 100 % полного местного стока	Чехия, Словакия, Румыния, Болгария, Польша, Венгрия, Германия, Бельгия, Нидерланды, Дания
Страны с резко выраженной напряженностью водохозяйственного баланса и умеренными водозапасами	Водозабор от 25 до 33 % объема полного местного стока	Великобритания, Франция, Испания, Италия
Страны со значительной водообеспеченностью и слабой напряженностью водохозяйственного баланса	Водозабор от 4 до 9 % полного местного стока	Австрия, Швейцария, Португалия
Страны с избыточными водозапасами	Водозабор от 2 до 3 % полного местного стока	Ирландия, Швеция, Норвегия, Финляндия

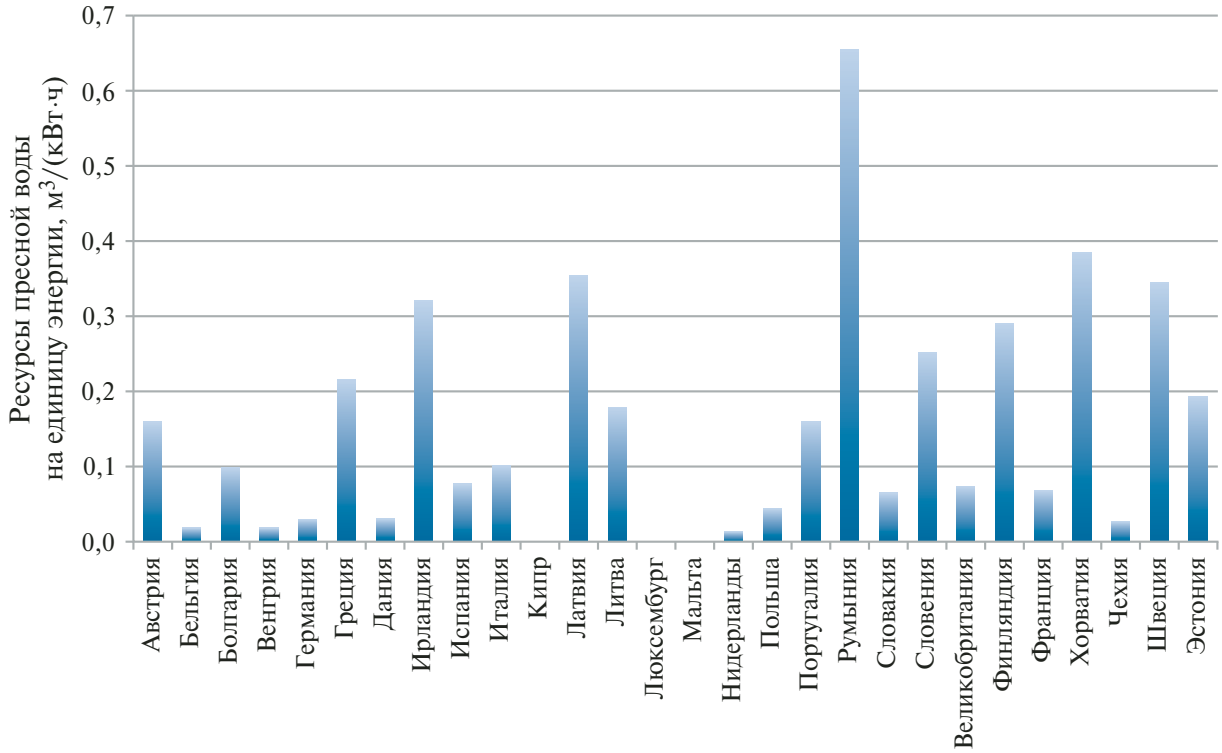

Рис. 1. Ресурсы пресной воды на единицу вырабатываемой энергии в странах ЕС

Источник: расчёты выполнены на основе данных [14, 22]

Таким образом, общий расход электрической энергии на производство водорода в процессе электролиза воды с учётом расхода энергии на получение дистиллированной воды оценивается в 16631,8 ТВт · ч в год.

• **Потребность в площади для размещения ВИЭ.**

Значительный рост установленной мощности ВЭС и СЭС потребует дополнительных территорий для их размещения. Требуемая площадь для размещения ветропарка зависит от диаметра ВЭУ. На рис. 2 представлена зависимость диаметра ВЭУ от номинальной мощности [25].

Для оценки площади, требуемой для размещения ветропарков, расстояние между мачтами ВЭУ определяется как десять диаметров ВЭУ. На рис. 3 представлена зависимость удельной площади ветропарка от номинальной мощности.

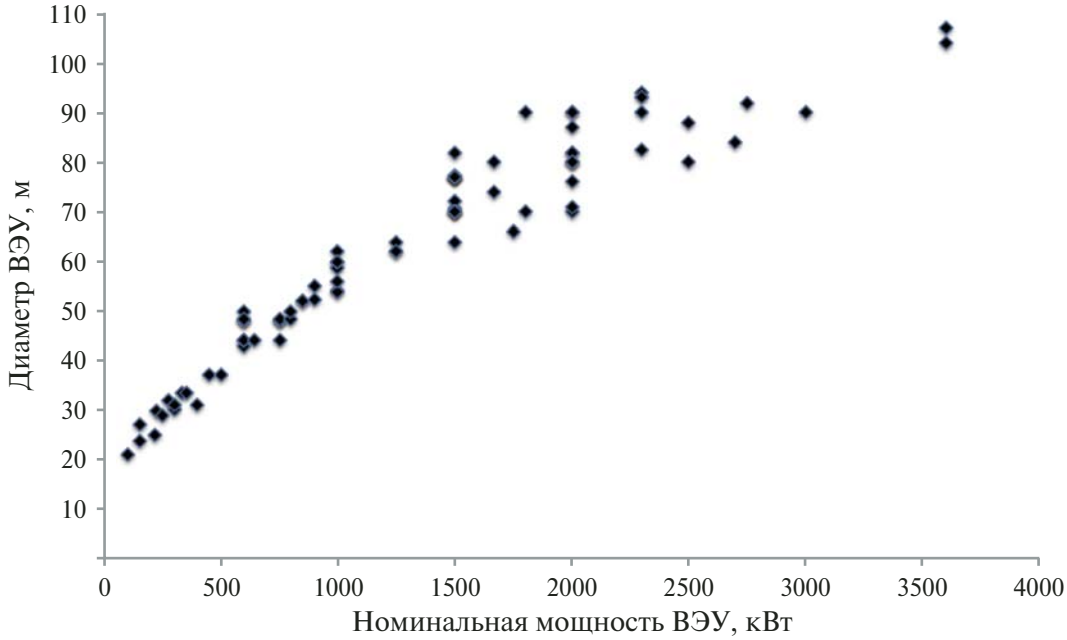

Рис. 2. Зависимость диаметра от номинальной мощности ВЭУ

Источник: на основе данных [25]

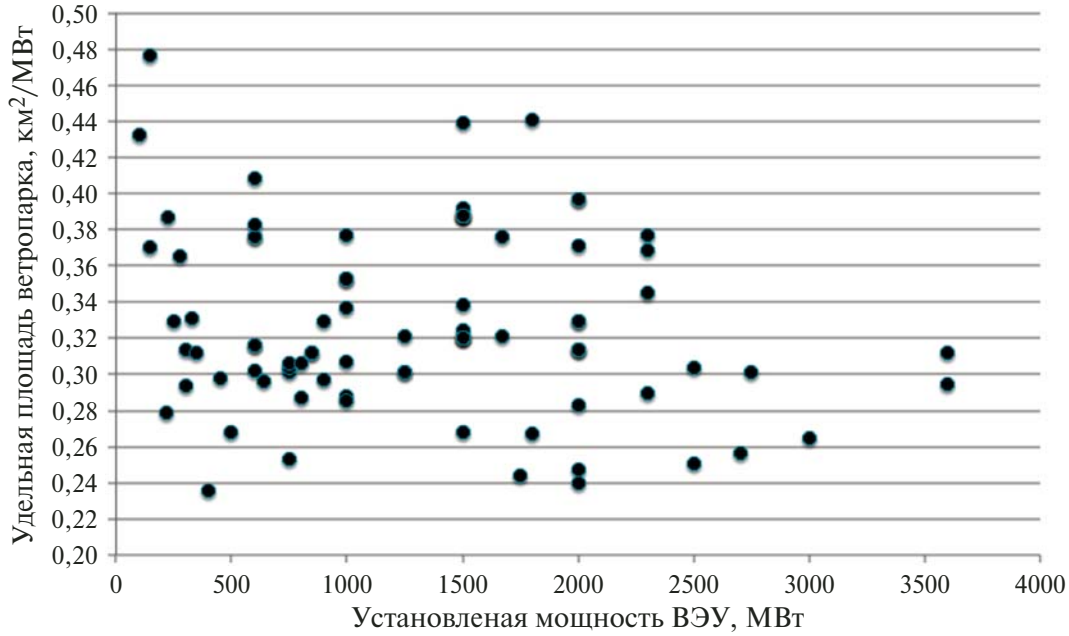

Рис. 3. Удельная площадь ветропарка в зависимости от номинальной мощности ВЭУ

Источник: расчёты выполнены на основе данных [25]

Оценка требуемой площади для размещения ВЭС в Европейском союзе представлена в табл. 7. Площадь европейских стран без учёта Республики Беларусь, Российской Федерации и Украины составляет 5,14 млн км^2. Площадь лесов — 1,83 млн км^2.

Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков мощностью 5655 ГВт составит от 27,5 до 38,5 % площади европейских стран.

Требуемые площади ветропарков в Бельгии, Германии, Нидерландах, Великобритании, Люксембурге и Мальте превысят территорию данных стран (рис. 4), а в большинстве европейских стран превысят площади сельскохозяйственного назначения.

В Австрии, Италии, Словении, Словакии, Чехии, Швеции и Финляндии потребуется использовать территории лесного фонда для размещения ВЭС.

Таблица 7

Требуемая площадь ветропарков

ЕС	ВЭС			
Площадь (SEC), км^2	Удельная площадь, км^2/МВт	Мощность, ГВт	Площадь ($S_{ВЭС}$), км^2	Доля ($S_{ВЭС}$/SEC), %
5 138 971	0,25	5 655 234	1 413 809	27,5
5 138 971	0,3	5 655 234	1 696 570	33,0
5 138 971	0,35	5 655 234	1 979 332	38,5

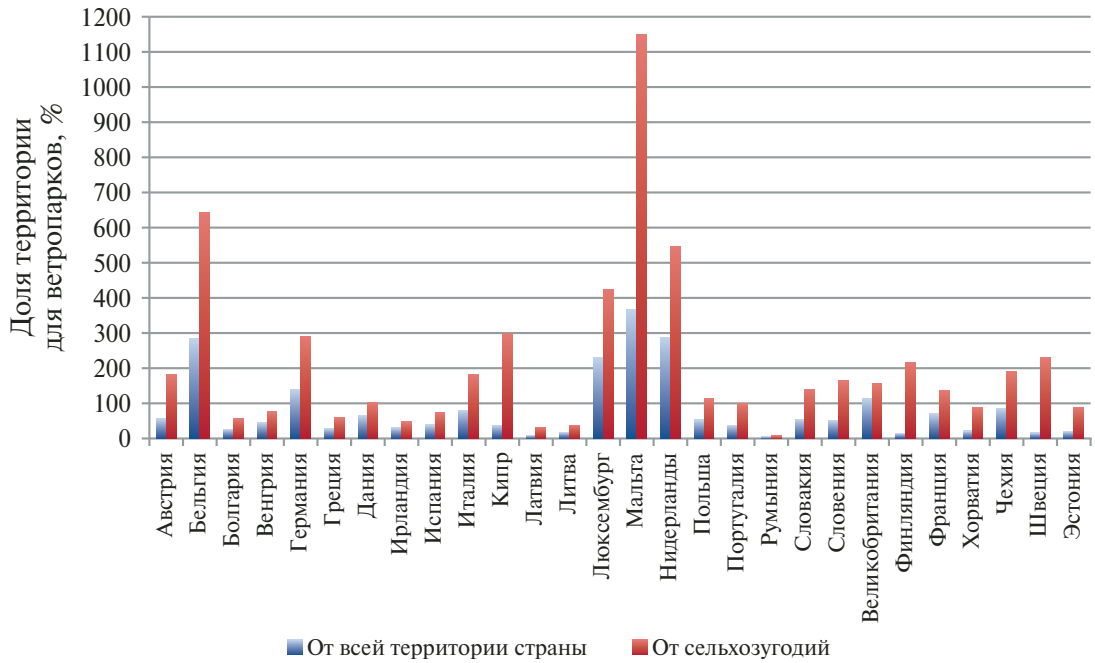

Рис. 4. Требуемая площадь для размещения ВЭС в странах ЕС

Дополнительным фактором, ограничивающим возможность размещения ветропарков, является требование о минимальном расстоянии от ВЭУ до жилых помещений. Требуемая площадь территории Европейского союза для размещения ВЭС может быть снижена за счёт использования континентального шельфа. В настоящее время площадь континентального шельфа для размещения ВЭС ограничена глубинами менее 30 м.

Важно отметить, что наиболее подходящие участки моря уже используются для размещения ВЭС. Дальнейшее развитие ВЭС приведёт к использованию менее эффективных с экономической точки зрения территорий.

Для сравнения: площадь Средиземного моря составляет 2,5 млн км^2 при средней глубине 1541 м, Балтийского моря — 415 тыс. км^2 при средней глубине 52 м, Северного моря — 565 тыс. км^2 при средней глубине 87 м, площадь Норвежского моря — 1340 тыс. км^2, оно не лежит на континентальном шельфе. Наиболее подходящими по глубине являются Балтийское и Северное моря, однако их площадь с глубинами менее 30 м недостаточна для размещения требуемого количества ВЭС.

• **Выбросы углекислого газа в процессе получения дистиллированной воды.**

В соответствии с существующими требованиями массовая концентрация общего органического углерода в дистиллированной воде не должна превышать 0,5 мг/л [16]. Концентрации растворенного органического углерода (РОУ) в природных водах различны. Низкой концентрацией РОУ характеризуются воды высокогорных рек, льда ледников, атмосферных осадков. Концентрация РОУ для льда горы Эльбрус составляет менее

0,3 мг С/л. Более высокой концентрацией РОУ характеризуются реки. Например, РОУ реки Москва составляет 6 – 10 мг С/л. [26].

Таким образом, в процессе получения дистиллированной воды выбросы углекислого газа, растворённого в речной воде, составят до 35 мг CO_2/л.

- **Утилизация кислорода.**

Отдельным вопросом является утилизация кислорода. На 1 кг водорода в процессе химической реакции выделяется 8 кг кислорода. Всего в процессе производства "зелёного" водорода будет выделяться более 2,96 млрд т кислорода в год.

1.3. Тепловое загрязнение атмосферы водяным паром

В результате химической реакции взаимодействия 370 млн т водорода с кислородом в атмосферу будет выброшено 3330 млн т водяного пара. Он является основным парниковым газом в атмосфере. При конденсации водяного пара в атмосферу будет выброшено 7,5 млн ТДж тепловой энергии. Наибольшее влияние выбросы водяного пара оказывают на локальные изменения климата в мегаполисах [27]. Необходимо отметить, что увеличение содержания водяного пара в атмосфере приводит к росту числа случаев выпадения сильных (экстремальных) осадков [23].

2. Инфраструктура для перехода к водородной экономике

Производство "зелёного" водорода основано на использовании энергетических и водных ресурсов, характеризующихся значительной сезонной и суточной неравномерностью. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления "зелёного" водорода, электрической энергии, дистиллированной воды.

Солнечная активность в странах ЕС максимальна в летние месяцы и минимальна в зимние. Летний максимум выработки электроэнергии СЭС превышает зимний в 4 раза, средняя выработка в июне превышает среднюю выработку в декабре в 6,5 раз [28]. Суточный максимум выработки СЭС имеет место в 12 – 13 часов, а в ночные часы равен нулю.

Выработка ВЭС характеризуется крайней неравномерностью. В течение месяца выработка ВЭС может несколько раз изменяться от нуля до располагаемой мощности.

Максимум выработки ВЭС достигается в зимнее время года. Зимний максимум выработки электроэнергии ВЭС превышает летний максимум почти в 2 раза. Продолжительность периодов, характеризующихся малой выработкой электроэнергии, может составлять до нескольких недель непрерывно [28].

Сток европейских рек характеризуется значительной неравномерностью в течение года. Отношение максимума стока крупнейших европейских рек к минимуму находится в диапазоне от 11 раз для Дуная до 62 раз для Сены [20].

Потребление электрической и тепловой энергии также характеризуется сезонной и суточной неравномерностью. Максимум потребления тепловой энергии наблюдается в зимнее время года. Важно отметить, что в часы вечернего максимума потребления электрической энергии выработка электрической энергии СЭС равна нулю [28, 29].

Несоответствие размещения ВЭС и СЭС на территории Европейского союза с наличием ресурсов пресной и морской воды, а также с расположением потребителей энергоресурсов потребует развития инфраструктуры для передачи на большие расстояния электрической энергии, воды, водорода. Учитывая высокую стоимость транспортировки и хранения водорода, одним из приоритетных вариантов, рассматриваемых в рамках перехода к водородной экономике, является производство "зелёного" водорода на площадке потребителя. Следовательно, потребуется проектирование развития электросетевого комплекса и системы водопроводов от источников ресурсов до потребителей. Учитывая значительный рост установленной мощности электростанций, потребуется пропорциональный рост пропускной способности электрических сетей и трансформаторов с учётом обеспечения надёжности электроэнергетической системы и минимизации потерь электрической энергии.

Важным фактором, влияющим на развитие "зелёного" водорода, является определение технологий для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме ЕС. Если проблемы неравномерности и малой предсказуемости выработки электроэнергии ВЭС и СЭС решаются за счёт внедрения электролизёров [30, 31], то потребуется синхронизация режимов производства дистиллированной воды с потреблением водорода. Если потребление электрической энергии при производстве "зелёного"

водорода будет осуществляться в базовом режиме, то необходимо ответить на вопрос: за счёт какой технологии будут обеспечены электрические режимы в энергосистеме.

Следует решить сложную оптимизационную задачу обеспечения баланса всей цепочки производства и потребления водорода. В случае отсутствия в энергосистеме Европейского союза таких источников гарантированной базовой выработки электроэнергии, как атомные (термоядерные) электростанции, КИУМ электролизёров и дистилляционных опреснительных установок (ДОУ) будет соответствовать КИУМ ВЭС и СЭС. Фактические среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 г. находились в диапазоне от 19,24 до 20,75 % [8]. Установленная мощность электролизёров и ДОУ больше в 3 – 4 раза при электроснабжении от ВЭС и СЭС по сравнению с электроснабжением от АЭС. Неравномерность и малая предсказуемость выработки ВЭС и СЭС потребует создания комплексной системы накопителей электроэнергии, хранения исходной и дистиллированной воды, а также водорода.

Необходимо учитывать, что для получения сжиженного водорода удельные затраты энергии составляют 10 – 12,5 кВт · ч на 1 кг [4], что может потребовать дополнительного роста требуемой установленной мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме на 20 %.

Дополнительным фактором, влияющим на прогноз потребления ресурсов при переходе к водородной экономике, является учёт расхода электроэнергии на вспомогательное оборудование электролизёров. Фактический расход электрической энергии зависит от типа электролизера, режима его работы и затрат электроэнергии на вспомогательное оборудование. С учетом этих затрат расход электроэнергии на выработку 1 м^3 водорода составляет 6,2 кВт · ч (69,4 кВт · ч на 1 кг H_2) [6], что на 36 % больше использованного при проведении расчётов.

Таким образом, выполненные в представленной статье расчёты могут рассматриваться как консервативные.

Выводы

1. При переходе на “зелёный” водород при текущих КИУМ требуемая установленная мощность ВЭС составит 5655 ГВт, СЭС — 3658 ГВт.

2. Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков составит от 27,5 до 38,5 % от площади европейских стран.

3. Для производства 370 млн т водорода в процессе электролиза воды потребуется 3,7 км^3 дистиллированной воды в год. В случае равномерного производства водорода средний расход дистиллированной воды в течение года составит 117,4 м^3 в секунду.

4. Средний расход исходной воды может превышать минимальный сток всех крупнейших рек ЕС за исключением Дуная. А годовой объём потребления исходной воды превышает годовой сток рек Сены и Тахо и сравним с годовым стоком рек Эльбы и Луары.

5. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления “зелёного” водорода с учётом сезонной и суточной неравномерности производства электрической энергии ВИЭ и сезонной неравномерности водных ресурсов, а также принять во внимание риски маловодных лет.

Список литературы

1. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe** // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.2020.
2. **A New Industrial Strategy for Europe** // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 10.3.2020.
3. **Белобородов, С. С. Влияние развития ВИЭ на конкурентоспособность централизованной системы электроснабжения промышленных потребителей в энергосистеме Германии, а также на изменения режимов работы газовой сети** / С. С. Белобородов // Электрические станции. — 2020. — № 9. — Стр. 2 – 11.
4. **Ляхтер, В. М. Возобновляемая энергетика. Эффективные решения** / В. М. Ляхтер. — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. — 172 с.
5. http: //elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t96-6_2004/go,2/
6. **НТП 24-94 “Нормы технологического проектирования производства водорода методом электролиза воды”.** — М., 1994.
7. **Белобородов, С. С. “Снижение эмиссии CO_2: развитие когенерации или строительство ВИЭ?”** / С. С. Белобородов // Энергосовет. — 2018. — № 1 (51). — Стр. 16 – 25.
8. **Staffell, I. Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby** / I. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis (2018). https: //www.drax.com/wp-content/

uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf
9. **The Future of Hydrogen** // Technology report, IEA, — June 2019. https: //www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#
10. **Белобородов, С. С. Конкурентоспособность экономики при переходе на водородную энергетику. Водород в энергетике Европейского Союза** / С. С. Белобородов, Е. Г. Гашо, А. В. Ненашев // Промышленная энергетика. — 2021. — № 1. — Стр. 44 – 55.
11. **Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития**. — 2-е изд., перераб. и доп. / Л. А. Мелентьев. — М.: Наука, 1983. — 455 с.
12. **Мелентьев, Л. А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий** // Л. А. Мелентьев. — М.: Наука, 1993. — 364 с.
13. **Energy in a finite world. Paths to sustainable future** // Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, — Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts. — 1981. — 225 p.
14. **EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020**.
15. **Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition** // IRENA — September 2018, www.irena.org
16. **Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58144–2018 “Вода Дистиллированная. Технические условия”**.
17. **ГОСТ 6709–72 Группа Л53 Межгосударственный стандарт “Вода дистиллированная. Технические условия”**.
18. **Кучеров, А. В. Опреснение воды: современное состояние и перспективы развития** / А. В. Кучеров, О. В. Шибилева // Молодой ученый. — 2014. — № 3. — С. 236 – 239.
19. **Слесаренко, В. Н. Опреснительные установки** / В. Н. Слесаренко. — Владивосток: ДВГМА, 1999. — 244 с.
20. **Большая российская энциклопедия** —- электронная версия. https: //bigenc.ru/geography/text/
21. **Орлов, А. А. Проблема пресной воды. Глобальный контекст политики России**. / А. А. Орлов, А. Л. Чечевишников, С. И. Чернявский и др., под общей редакцией А. В. Торкунова. — М.: МГИМО-Университет, 2011. — 87 с.
22. **Россия и страны — члены Европейского союза**. 2019: Стат. сб. / Росстат. — М., 2019. — 265 с.
23. **Бэйтс, Б. К. Изменение климата и водные ресурсы**. / З. В. Кундцевич, С. У, Ж. П. Палютикоф (ред.), 2008 г.: Технический документ Межправительственной группы экспертов по изменению климата, Секретариат МГЭИК, Женева, 228 стр.
24. **Авакян, А. Б. Опреснение воды в природе и народном хозяйстве** / А. Б. Авакян, М. В. Санин, Л. И. Эльпинер. — М: Наука, 1987. — 176 с.
25. **Безруких, П. П. Ветроэнергетика: Справочно-методическое издание** / под общей редакцией П. П. Безруких / П. П. Безруких, П. П. Безруких (мл.), С. В. Грибков. — М.: “Интехэнерго-Издат”, “Теплоэнергетик”, 2014. — 304 с.
26. **Горшкова, О. М. Методы лабораторных и полевых исследований: Учебно-методическое пособие** / О. М. Горшкова, А. Г. Горецкая, Т. Н. Корешкова, А. В. Краснушкин, И. Л. Марголина, А. А. Потапов, Е. М. Пращикина, А. Н. Шкиль; Под ред. М. В. Слипенчука. 3-е изд., испр. и доп. — М.: Географический факультет МГУ, 2015. — 220 с.
27. **Гашо, Е. Г. Влияние выбросов водяного пара от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта на локальные климатические изменения и климатическую адаптацию мегаполиса на примере Москвы** / Е. Г. Гашо, С. В. Гужов, А. С. Белобородова, Н. В. Гукова // Надёжность и безопасность энергетики. — 2019. — Т. 12, № 3 — Стр. 190 – 199.
28. **Белобородов, С. С. Обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии в дни с максимальной выработкой ВИЭ** / С. С. Белобородов // Электрические станции. — 2020. — № 2. — Стр. 16 – 22.
29. **Белобородов, С. С. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии солнечными и ветроэлектростанциями на структуру генерирующих мощностей в энергосистеме Германии** / С. С. Белобородов // Электрические станции. — 2020. — № 5. — Стр. 2 – 7.
30. **Christopher, Andrey. Study on energy storage — Contribution to the security of the electricity supply in Europe** / Andrey Christopher, Barberi Paul and etc. // Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels — March 2020.
31. **Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables** // European Commission, Brussels — July 2017.

References

1. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**, Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.
2. **A New Industrial Strategy for Europe**, Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 10.3.
3. **Beloborodov S. S. Elektricheskie stantsii** (Electrical stations), 2020, No. 9, pp. 2 – 11.
4. **Lyakhter V. M. Vozobnovlyaemaya energetika. Effektivnye resheniya** (Renewable energy. Effective solutions), Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research, 2011, 172 p.
5. [Electronic resource]. — URL: http: //elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t96-6_2004/go,2/.
6. **NTP 24-94 “Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya proizvodstva vodoroda metodom elektroliza vody”** (NTP 24-94 “Standards for the technological design of hydrogen production by the electrolysis of water”), Moscow, 1994.
7. **Beloborodov S. S. Energosovet** (Energosovet), 2018, No. 1 (51), pp. 16 – 25.
8. **Staffell I., Jansen M., Chase A., Cotton E., Lewis C. Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby**, 2018, [Electronic resource]. — URL: https: //www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolu

tion-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf.
9. **The Future of Hydrogen**, Technology report, IEA, June 2019, [Electronic resource]. — URL: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#.
10. **Beloborodov S. S., Gasho E. G., Nenashev A. V. Promyshlennaya energetika** (Industrial power engineering), 2021, No. 1, pp. 44 – 55.
11. **Melentyev L. A. Sistemnye issledovaniya v energetike: Elementy teorii, napravleniya razvitiya** (Systems Research in Energy: Elements of Theory, Directions of Development), Moscow, Nauka, 1983, 455 p.
12. **Melentyev L. A. Izbrannye trudy. Nauchnye osnovy teplofikatsii i energosnabzheniya gorodov i promyshlennykh predpriyatii** (Selected Works. Scientific bases of heating and power supply of cities and industrial enterprises), Moscow, Nauka, 1993, 364 p.
13. **Energy in a finite world. Paths to sustainable future**, Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts, 1981, 225 p.
14. **EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020.**
15. **Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition**, IRENA, September 2018, [Electronic resource]. — URL: www.irena.org.
16. **GOST Rossiiskoi Federatsii 58144–2018 "Voda Distillirovannaya. Tekhnicheskie usloviya"** (State Standard Russian Federation 58144–2018 "Distilled water. Specifications").
17. **GOST 6709–72 Gruppa L53 "Voda distillirovannaya. Tekhnicheskie usloviya"** (State Standard 6709–72 Group L53 "Distilled water. Specifications").
18. **Kucherov A. V., Shibileva O. V. Molodoi uchenyi** (Young scientist), 2014, No. 3, pp. 236 – 239.
19. **Slesarenko V. N. Opresnitel'nye ustanovki** (Desalination plants), Vladivostok, DVGMA, 1999, 244 p.
20. **Bol'shaya rossiiskaya entsiklopediya** (Big Russian Encyclopedia), Electronic Version. [Electronic resource]. — URL: https://bigenc.ru/geography/text/.
21. **Orlov A. A., Chechevishnikov A. L., Chernyavsky S. I., Torkunova A. V. Problema presnoi vody. Global'nyi kontekst politiki Rossii** (Fresh water problem. The global context of Russian politics), Moscow, MGIMO University, 2011, 87 p.
22. **Rossiya i strany — chleny Evropeiskogo soyuza** (Russia and countries — members of the European Union), Rosstat, Moscow, 2019, 265 p.
23. **Bates B. K., Kundsevich Z. V., Paliutikoff J. P. Izmenenie klimata i vodnye resursy. Tekhnicheskii dokument Mezhpravitel'stvennoi gruppy ekspertov po izmeneniyu klimata** (Climate change and water resources. Intergovernmental Panel on Climate Change Technical Paper), IPCC Secretariat, Geneva, 2008, 228 pp.
24. **Avakyan A. B., Sanin M. V., Elpiner L. I. Opresnenie vody v prirode i narodnom khozyaistve** (Desalination of water in nature and national economy), Moscow, Nauka, 1987, 176 p.
25. **Bezrukikh P. P., Bezrukikh P. P. (Jr.), Fungus S. V. Vetroenergetika: Spravochno-metodicheskoe izdanie** (Wind power: Reference and methodological publication), Moscow, "Intekhenergo-Izdat", "Teploenergetik", 2014, 304 p.
26. **Gorshkova O. M., Goretskaya A. G., Koreshkova T. N., Krasnushkin A. V., Margolina I. L., Potapov A. A., Prashchikina E. M., Shkil A. N., Slipenchuk M. V. Metody laboratornykh i polevykh issledovanii** (Methods of laboratory and field research), Moscow, Faculty of Geography, Moscow State University, 2015, 220 p.
27. **Gasho E. G., Guzhov S. V., Beloborodova A. S., Gukov N. V. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki** (Safety and Reliability of Power Industry), 2019, Vol. 12, No. 3, pp. 190 – 199.
28. **Beloborodov S. S. Elektricheskie stantsii** (Electrical stations), 2020, No. 2, pp. 16 – 22.
29. **Beloborodov S. S. Elektricheskie stantsii** (Electrical stations), 2020, No. 5, pp. 2 – 7.
30. **Christopher Andrey, Paul Barberi. Study on energy storage — Contribution to the security of the electricity supply in Europe**, Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels, March 2020.
31. **Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables**, European Commission, Brussels, July 2017.

gashoyg@mpei.ru

The switch to hydrogen energy in the European Union: the need for resources

Beloborodov S. S., Nenashev A. V., Gasho E. G.

Move towards a hydrogen economy will require the European Union to build wind and solar power plants with an installed capacity exceeding the current values by more than 33 times. The area of wind farms with a capacity of 5655 GW will make up 38.5 % of the area of all European countries. The annual demand for water resources for obtaining distilled water may exceed the average annual flow of large European rivers. The necessity of solving the complex problem of ensuring the balance of production and consumption of "green" hydrogen" is demonstrated taking into account seasonal and daily irregularities and low predictability of the electricity production by renewable energy sources and seasonal irregularities in the volume of water resources, along with the risks of dry years. The EU demand for methane in case of hydrogen production using methane pyrolysis (without oxygen access) will exceed 50 % of annual natural gas production in the world, and through the method of steam methane reforming by 25 %. Considering the limited world reserves of natural gas, neither pyrolysis of methane (without oxygen access) nor steam reforming of methane can be considered as the main methods of hydrogen production.

Keywords: hydrogen, renewable energy sources, distilled water, European Union, power system, electrical modes.