

Новые российские разработки для оптимизации энергоперехода

New Russian developments to optimize the Energy Transition

Виталий Бушуев

Главный научный сотрудник, д. т. н., профессор, Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН)
E-mail: vital@guies.ru

Vitalii BUSHYEV

Doctor of Technical Sciences, JIHT RAS
E-mail: vital@guies.ru

Раиф Василев

Начальник лаборатории биоэнергетики и биотехнологии Курчатовского комплекса НБИКС-технологий НИЦ «Курчатовский институт», д. б. н., профессор
E-mail: raifvasilov@hotmail.com

Raif VASILOV

Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of the Laboratory of Bioenergy and Biotechnology of the Kurchatov Complex NBICS-Technological Research Institute «Kurchatov Institute»
E-mail: raifvasilov@hotmail.com

Виктор Зайченко

Заведующий лабораторией, д. т. н., профессор, Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН)
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Victor ZAICHENKO

Doctor of Technical Sciences, Head of the Laboratory, JIHT RAS
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Адольф Чернявский

Главный специалист по экономике и возобновляемым источникам энергии, к. т. н., ОАО «Ростовтеплоэлектропроект» (филиал ОАО «ЭНЕКС», г. Ростов-на-Дону)
E-mail: 1936@mail.ru

Adolf CHERNYAVSKY

Candidate of Technical Sciences, Chief Specialist in Economics and Renewable Energy Sources, «Rostovteploelectroproekt», JSC (branch of «ENEX», JSC, Rostov-on-Don city)
E-mail: 1936@mail.ru

Аннотация. В статье представлены предложения по реализации в нашей стране четвертого энергетического перехода. В основном предлагаемая схема перехода основана на разработках Объединенного института высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН) и Национального исследовательского центра «Курчатовский институт» (НИЦ «Курчатовский институт»).

Ключевые слова: энергетические ресурсы, биомасса, водород, моторное топливо, накопители энергии.

Abstract. The article presents proposals for the implementation of the fourth Energy Transition in our country. Basically, the proposed transition scheme is based on the developments of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS) and the National Research Center «Kurchatov Institute» (NRC «Kurchatov Institute»).

Keywords: energy resources, biomass, hydrogen, motor fuel, energy storage.



На традиционных ТЭС к 2035 г. ожидается снижение производства электроэнергии в связи с отказом от использования ископаемых топлив

Введение

Наша планета с 1840 г. по настоящее время пережила уже три энергетических перехода: от дров к углю, от угля к нефти, от нефти к природному газу. В настоящее время происходит четвертый энергетический переход – от преимущественного использования ископаемых органического и ядерного топлив к широкому применению возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1, 2]. В соответствии с прогнозами Международного энергетического агентства – ЕИА [3], конечное потребление ископаемых энергоносителей к середине XXI столетия существенно снизится наряду со значительным ростом объемов использования ВИЭ (рис. 1). В соответствии с этими прогнозами потребление ископаемых нефтепродуктов и угля су-



Накопитель электроэнергии

Источник: renaultgroup.com

щественно снизится к 2040–2050 гг. Использование природного газа, как самого экологически чистого природного топлива, останется на достаточно высоком уровне до 2050 г. В 1,6 раза увеличится мощность ядерных источников энергии. Однако, в связи с ростом объемов производства во всех остальных категориях генерации, относительная доля установленной мощности АЭС в общемировом энергобалансе снизится к 2050 г. с 5,4 до 3,5 % [3]. При этом на самом высоком уровне останется использование ВИЭ – на порядок выше всех видов ископаемых топлив – как органических, так и ядерного.

В составе генерирующих мощностей на базе ВИЭ наибольший рост в 2020–2050 гг. – прогнозируется на солнечных



Хранилище водорода

Источник: nikkisoceig.com

электростанциях (СЭС) – в 8,4 раза и на ветроэлектрических станциях (ВЭС) – в 4,3 раза [3].

На традиционных тепловых электростанциях (ТЭС) к 2035 г. ожидается снижение производства электроэнергии в связи с отказом от использования ископаемых топлив согласно ратифицированному практически всеми странами мира Парижскому соглашению 2015 г. [4]. После 2035 г. прогнозируется снова рост выработки электроэнергии на ТЭС, но уже с использованием на этих электростанциях других видов топлива: водорода, синтетических газов, получаемых конверсией биомассы, твердых и жидких топлив из биомассы,

преимущественно из ее отходов. Одновременно, для использования водорода, синтетических газов и жидких синтетических топлив на ТЭС, делается ставка на применение рассредоточенных систем электрогенерации с помощью электрохимических генераторов на топливных элементах [5–7], дающих возможность высокоэффективного прямого беспламенного и безмашинного преобразования химической энергии топлив в электрическую и тепловую энергию.

Сегодня электростанции на топливных элементах, обладающие целой гаммой преимуществ в сравнении с традиционной энергетикой (экологичность, надежность, бесшумность, высокий КПД, простота конструкции, возможность работы без постоянного

оперативного персонала, низкие операционные затраты – ОРЕХ, возможность использования модульной архитектуры с наращиванием мощности простым добавлением новых энергомодулей), имеют один существенный недостаток – высокие удельные капитальные вложения – на уровне атомных электростанций – 3500–5000 долл./кВт [7]. Однако, уже и сегодня есть примеры создания ТЭС на карбонатных топливных элементах на базе фосфорной кислоты с удельными инвестициями 1750 долл./кВт [7] (электростанция мощностью

В составе генерирующих мощностей на базе ВИЭ наибольший рост в 2020–2050 гг. – прогнозируется на солнечных электростанциях – в 8,4 раза и на ветроэлектрических станциях – в 4,3 раза

1564 кВт в Кельне, Германия). К 2035 г. ожидается снижение удельных инвестиций для сооружения электростанций на топливных элементах в 3–4 раза и развертывание широкомасштабного строительства рентабельных ТЭС на этой основе.

Лидирующие компании в этом направлении – Westinghouse, General Electric, Siemens, Toshiba. В России разработку систем с топливными элементами ведут НИЦ «Курчатовский институт», Уральское отделение Российской академии наук (УРО РАН) и другие компании.

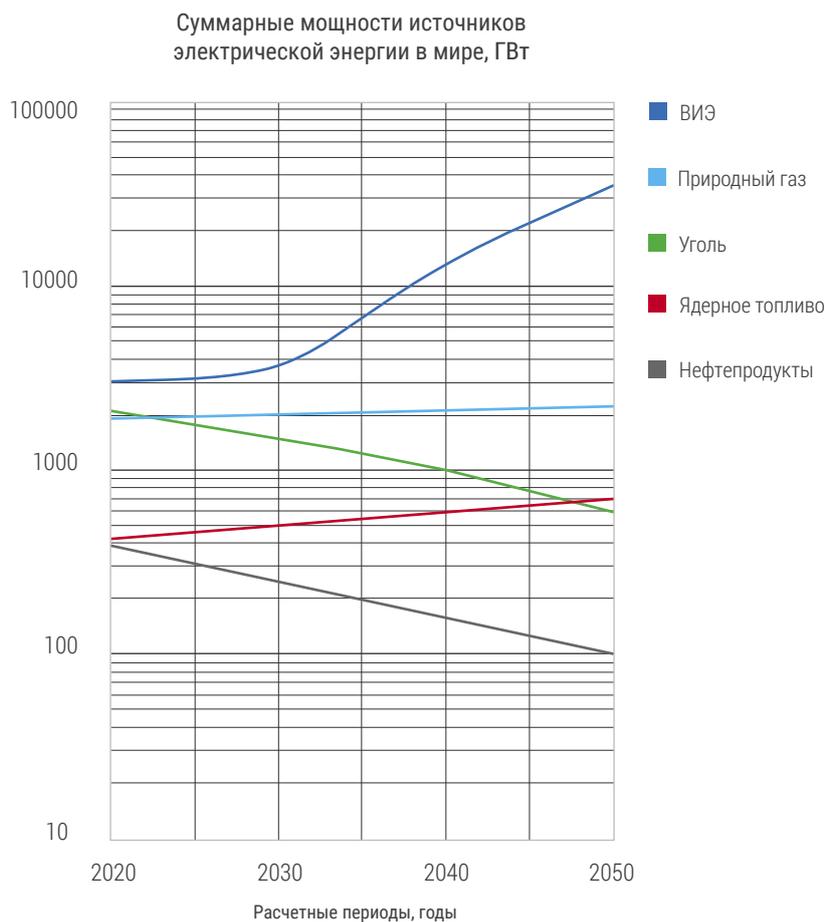
Аналогичные прогнозы о широком внедрении ВИЭ в энергетику стран мира дают практически все научно-аналитические центры в Европе, США, Японии. Средние удельные затраты на сооружение электростанций на базе ВИЭ составляют сегодня в Великобритании – 1,43–1,52 долл./кВт, в Германии – 1,36–1,46 долл./кВт, в других странах Евросоюза – 1,61–1,9 долл./кВт, в Китае – 1,36–1,37 долл./кВт, в США – 1,83

долл./кВт [3]. При этом самым дешевым признано строительство СЭС. Такие значения удельных инвестиций уже стали существенно меньше, чем в традиционной энергетике. Поэтому в настоящее время многие энергетические компании мира отказываются от строительства тепловых и атомных электростанций, отдавая предпочтение ВИЭ.

Экономические предпосылки стали основой для предпочтительного сооружения генерирующих объектов на базе ВИЭ, наряду с другими их преимуществами [8]:

- сокращение выбросов вредных и парниковых газов в атмосферу;
- сокращение вредных стоков в поверхностные и подземные водные источники;
- исключение потерь от все возрастающих цен на ископаемые виды топлива;
- исключение крупных техногенных аварий, сопутствующих ядерной

Рис. 1. Прогноз изменений структуры производства электрической энергии в мире в период 2020...2050 гг.



В связи с ростом объемов производства во всех остальных категориях генерации, относительная доля установленной мощности АЭС в общемировом энергобалансе снизится к 2050 г. с 5,4 до 3,5%

энергетике, а также проблем с захоронением ядерных отходов, с угрозой распространения ядерного оружия;

- отказ от дорогостоящей, экологически опасной и, в то же время, бесполезной процедуры улавливания и захоронения отходов углекислого газа;
- возможности масштабной децентрализации энергетики с развитием распределенной генерации с автономными системами энергообеспечения локальных потребителей энергии;
- развитие интеллектуальных энергетических сетей – smart nets;
- опережающие темпы роста возобновляемой энергетики в сравнении с энергетикой на базе ископаемых топлив;
- гарантированный в большинстве случаев возврат вложенных инвестиций даже без использования государственных субсидий и льгот и, наоборот, пополнение бюджетов всех рангов за счет прибылей при использовании ВИЭ.

Особенностью построения систем на базе ВИЭ в России является широкая возможность использования биомассы, главным образом ее отходов. Отходы биомассы в том или ином виде имеются в России повсеместно, и их утилизация является важной народно-хозяйственной задачей.

Если за рубежом для получения энергетической биомассы осуществляют посадки специальных плантаций быстрорастущих сортов деревьев и кустарников, то в России в этом нет необходимости. На территории РФ произрастает около 24 % всех лесов планеты, имеется до 50 % мировых зап-

сов торфа, дающего ежегодный естественный прирост в миллионы тонн [9]. И одних только отходов переработки всех видов биомассы достаточно, чтобы покрыть, вместе с рациональным использованием ВИЭ, все потребности страны в электрической и тепловой энергии.

Несмотря на то, что биомасса сама по себе является углеводородным продуктом, ее применение в энергетике не нарушает природный экологический баланс: количество углекислого газа, выделяемое при окислении (горении) биомассы, в точности соответствует количеству углекислого газа, потребляемому из атмосферы при росте растений. Нарушение этого баланса происходит, когда в энергетику вовлекаются находящиеся под землей ископаемые углеводородные топлива. При их использовании природой не предусмотрена компенсация образующихся выбросов.

Использование традиционных энергетических технологий в связи с непрерывно дорожающими ископаемыми видами топлив привело в последние десятилетия к уходу энергетики в России из зоны рентабельности. Оказалось необходимым ввести специальные формы государственной поддержки строительства новых электростанций с использованием так называемых «договоров о предоставлении мощности» (ДПМ) [8, 10]. Теперь инвесторам, вложившим средства в строительство генерирующих энергетических объектов,

СЭС, Батагай

Источник: photoalbum.rushydro.ru





Биогазовая промышленность
Источник: *transut.ru.com*

в дополнение к доходам, получаемым при эксплуатации вводимых в действие объектов, осуществляется доплата средств из государственного бюджета так, чтобы сроки возврата инвестиций не превышали 15 лет. Таким образом, энергетика, которая ранее была в России одним из основных источников пополнения государственного бюджета, попала в число дотируемых отраслей экономики наряду с образованием, культурой, задачами обороны. Перспективы, которые открывает использование современных систем на базе ВИЭ, позволяют вернуть энергетику России в стан высокорентабельных отраслей народного хозяйства страны.

На современном этапе основной задачей развития энергетики является соблюдение баланса между отрицательным воздействием энергетики на окружающую среду и удовлетворением растущего спроса на энергию. При этом нельзя забывать, что энергетика является ключевым элементом развития как национальной экономики, так и общества в целом. Задача развития энергетики успешно решается в мире с использованием ВИЭ. Однако, существуют и определенные трудности с применением ВИЭ для рентабельного гарантированного энергообеспечения потребителей.

В общем случае ВИЭ можно разделить на две группы:

- первая – базирующаяся на нестационарных источниках энергии – сол-

нечной, ветровой, гидравлической, волновой и т. п., энергопоступление от которых может быть произвольным во времени и, зачастую, непредсказуемым;

- вторая – базирующаяся на непрерывно извлекаемой энергии из таких источников, как геотермальная, петротермальная, приливная, энергия биомассы (включая торф) и ее отходов, осмотическая энергия, энергия разности температур слоев морской (океанской) воды и т. п.

Проектирование энергетических комплексов на базе ВИЭ для определенных территорий должно быть основано на создании оптимальных сочетаний ВИЭ из первой и второй групп, с учетом наличия таких ВИЭ на рассматриваемой территории. При этом создание как региональных, так и общегосударственных энергосистем с возобновляемой энергетикой должно осуществляться под четким государственным контролем по национальным программам размещения и сооружения энергетических объектов на базе ВИЭ и систем их резервирования. Здесь должны быть исключены стихийные сооружения энергетических объектов, предлагаемых отдельными инвесторами, как это имеет место и в России, и в странах ЕС.

Сегодня в ЕС значительное число ВЭС большой мощности было построено без учета излагаемой концепции. Это привело к энергетическому кризису весной 2021 г. из-за штиля, продолжавшегося около двух недель. Недовыработку значительной доли электроэнергии на ВЭС в энергосистемах оказалось нечем компенсировать: другие генерирующие мощности для этой цели не были предусмотрены, поскольку в ЕС вопросы создания крупных систем резер-

Средние удельные затраты на сооружение электростанций на базе ВИЭ составляют в странах Евросоюза – 1,61–1,9 долл./кВт, в Китае – 1,36–1,37 долл./кВт, в США – 1,83 долл./кВт





Система накопления электроэнергии

Источник: econet.ru

вирования электроэнергии начали рассматривать только к концу 2020 г. Начались попытки восстановления уже отключенных и законсервированных тепловых электростанций. Это привело к значительному росту цен на природный газ, на уголь. Ряд предприятий были остановлены из-за нехватки электроэнергии.

Аналогичные явления привели к кризисам в энергетике Китая, Индии, Японии, других стран. Тут же активизировались противники ВИЭ, декларирующие на этих примерах необходимость отказа от дальнейшего развития возобновляемой энергетики, делая ставку только на ТЭС на ископаемых топливах. С другой сторо-

ны очевидно, что необходимо наращивать объемы взаимосвязанного использования ВИЭ, чтобы в будущем не пришлось возвращаться к применению резко дорожающего ископаемого топлива.

Здесь важное значение приобретает создание эффективных систем аккумулирования и накопления электроэнергии (СНЭ) большой емкости. Сегодня такие системы активно разрабатываются, но пока остаются дорогими для широкого применения в возобновляемой энергетике. Предложенные СНЭ с применением водорода успешно решают технические вопросы аккумулирования энергии, но по своим финансово-коммерческим показателям требуют доработки. Основными проблемами здесь являются большая стоимость водорода при существующих методах его производства из природного газа методом паровой каталитической конверсии и из угля – методом его гидрогенизации, а также сопутствующее этим методам выделение больших количеств CO_2 , борьба с которым является как раз одной из основных задач использования ВИЭ. Само использование ископаемых углеводородных топлив также противоречит основной концепции четвертого энергоперехода к использованию ВИЭ [1, 2], решениям Парижского соглашения [4], а также

Особенностью построения систем на базе ВИЭ в России является широкая возможность использования биомассы, главным образом, ее отходов, ресурсы которой в том или ином виде имеются повсеместно

практическому исчерпанию в недалеком будущем легкодобываемых запасов ископаемых топлив.

Решение рассматриваемых задач может быть выполнено следующими путями.

Создание эффективных систем аккумулялирования и накопления электроэнергии большой емкости

1) Использование для получения водорода электролиза воды с применением для электропитания электролизеров более дешевой и продолжающей снижаться в цене электроэнергии от ВИЭ взамен существенно дорожающей электроэнергии от традиционных ТЭС и АЭС, использующих ископаемые виды топлива [10, 11]. Этот способ удобен также при получении водорода высокой чистоты для неэнергетических (технологических) целей – в качестве сырьевого компонента в химической, нефтехимической, пищевой промышленности и др. Существующие также возможности снижения стоимости самих электролизеров к 2030–2035 гг., обеспечивающие уменьшение удельных инвестиций (CAPEX) в сооружение круп-

Применение биомассы в энергетике не нарушает природный экологический баланс, поскольку количество CO_2 , выделяемое при горении, соответствует объемам CO_2 , потребляемым растениями

ных электролизных установок, позволят еще более снизить себестоимость электролизного водорода.

Снижение стоимости электролизного водорода можно ожидать и в связи с прогнозируемым значительным ростом объемов его производства к 2030–2035 гг. При сегодняшней стоимости водорода, получаемого с использованием энергии СЭС и ВЭС, $C_0 = 2\text{--}3$ долл./кг [9, 12], его стоимость C_n к 2035 г. может быть рассчитана в соответствии с известным законом Хендерсона [13]:

$$C_n = C_0 (V_n/V_0)^{-a}.$$

Электролизер Hydrogenics

Источник: arthurlorfotografie.be



Сегодня существует серийное оборудование, позволяющее с некоторой доработкой организовать крупномасштабное производство синтез-газа по рассматриваемой схеме с технологией ДТКБ

где V_n – расчетный объем производства водорода в 2035 г.,

V_0 – объем производства электролизного водорода в 2021 г.,

a – эластичность затрат при производстве водорода.

Согласно утвержденной в 2021 г. Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [16], можно принять отношение $V_n / V_0 = 10$, $a = 0,8$. Поэтому, по формуле Хендерсона находим:

$$C_n = (2...3) \cdot 10^{-0,8} = (2...3) \cdot 0,159 = 0,32...0,48 \text{ долл./кг.}$$

При такой низкой стоимости водорода будет обеспечена высокая рентабельность любых объектов водородной энергетики и технологических применений водорода.

Сегодня самое крупное в мире предприятие по производству водорода методом электролиза воды – Fukushima Hydrogen Energy Research Field – построено в префектуре Фукусима, Япония [13]. Его производительность составляет 900 т/год (1,2 тыс. $\text{Nm}^3/\text{ч}$) водорода. Источником питания электролизеров является солнечная установка мощностью 20 МВт, занимающая площадь 22 га. Мощность электролизеров составляет 10 МВт.

2) Применение вместо водорода синтез-газа (H_2+CO), получаемого по отечественной технологии двухстадийной термической конверсии биомассы (ДТКБ). Технология ДТКБ предложена ОИВТ РАН [10, 11]. Синтез-газ, получаемый по данной технологии, является альтернативой водороду в устройствах СНЭ, используемых для гарантированного энергообеспечения потребителей на базе ВИЭ [10] – без применения ископаемых органического и ядерного топлив. Помимо всех полезных свойств водорода, синтез-газ (H_2+CO с соотношением компонентов 1–2/1) также имеет

Мини ТЭЦ на биомассе

Источник: 1-engineer.ru



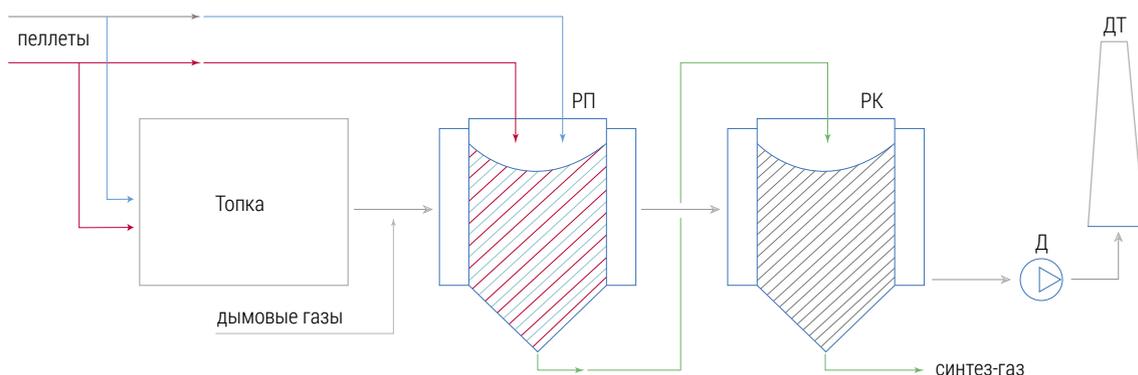


Рис. 2. Структурная схема двухступенчатой конверсии углеродсодержащих пеллет в синтез-газ

РП – реактор пиролиза, РК – реактор крекинга с углеродом, Д – дымосос, ДТ – дымовая труба

следующие существенные преимущества в сравнении с чистым водородом:

- бóльшая удельная теплотворная способность на единицу объема;
- обеспечение более надежной работы и увеличение срока службы газопоршневых установок за счет полного исключения детонационных явлений в газовых двигателях при использовании синтез-газа в качестве топлива вместо чистого водорода;
- значительно более низкая себестоимость получаемого синтез-газа из практически бесплатных отходов биомассы, используемых в качестве исходного сырья;
- отсутствие необходимости использования ископаемого топлива как в наиболее распространенных сегодня технологиях получения водорода из природного газа или угля;
- отсутствие проблем с утилизацией или захоронением больших количеств углекислого газа, появляющихся при использовании современных технологий получения водорода из органических топлив.

Получение синтез-газа в промышленных масштабах по технологии ДТКБ предлагается реализовать с использованием схемы, представленной на рис. 2.

В качестве исходного сырья используются пеллеты из биомассы. Часть пеллет проходит предварительно стадию торрефикации [10]. Торрефикация, за счет придания пеллетам свойств повышенной устойчивости к высокой влажности воздуха, вплоть до прямого воздействия осадков, позволяет надежно обеспечить длительное

складское хранение резерва пеллет без потери их свойств, а также повышает их калорийность и насыпной вес. На схеме (рис. 2) потоки торрефицированных пеллет выделены красным цветом.

Первая ступень конверсии биомассы осуществляется в реакторе пиролиза РП, вторая ступень – в реакторе крекинга РК. В реакторе РК в качестве практически чистого углерода используется древесный уголь, получаемый в реакторе РП. Обогрев реакторов осуществляется дымовыми газами, получаемыми в топке и поступающими в рубашки реакторов РП и РК. С этой целью в топке в качестве топлива используется часть пеллет, поступающих на энергокомплекс. После РК дымовые газы с помощью дымососа Д отправляются в дымовую трубу ДТ.

Отметим, что сегодня существует серийное оборудование, позволяющее, с некоторой доработкой, организовать крупномасштабное производство синтез-газа по рассматриваемой схеме с технологией ДТКБ.

Сферой применения технологий с комбинированным использованием ВИЭ и синтез-газа, получаемого из биомассы и ее отходов, является их использование предприятиями для собственных нужд

3) Использование дешевого попутного водорода, который может быть получен в больших количествах в процессе производства пиролитического углерода (сокращено «пироуглерода») из отходов биомассы и бросовых попутных нефтяных газов (ПНГ), а также малоценного природного газа низкодебитных газовых месторождений – по технологии ОИВТ РАН [10].

Использование ПНГ позволит получить значительное количество энергии и уменьшить наносимое ими вредное влияние на природное равновесие.

Суть предложенной технологии заключается в совмещении процессов получения из биомассы древесного угля (биоугля) и заполнения его пор углеродом, входящим в состав ПНГ или природного газа низкодебитных газовых месторождений. Эта технология реализуется в одном аппарате. В такой аппарат (реактор) сверху подаются древесные отходы, которые под собственным весом движутся сверху вниз. Природный газ подается снизу-вверх и движется в противотоке с засыпкой из биомассы (древесины). В нижних и средних горизонтах реактора температура достигает 1000 °С. При этой температуре происходит термическое разложение природного газа. Образующийся при этом углерод заполняет поры попадающего в эту зону биоугля, образование которого происходит в верхних горизонтах реактора при взаимодействии высокотемпературных газообразных продуктов реакции с засыпаемой биомассой. Выгрузка готового материала осуществляется в нижней части реактора.

Новая технология позволяет производить из углеводородных газов одновременно с водородом материалы, имеющие высокий спрос на рынке. Стоимость этих материалов окупает все затраты, в том

Для исключения использования дизельного топлива на ДЭС в России требуется сумма, в 2,6 раза меньшая, чем годовой объем бюджетных дотаций, выделяемых сейчас для обеспечения их работы



Резервуар для хранения водорода с СЭС и ВЭС
Источник: malpetr depositphotos.com

числе и стоимость получаемого водорода. Именно этим условиям соответствует рассматриваемая технология получения чистых углеродных материалов и водорода. Даже без учета стоимости водорода сроки окупаемости данной технологии не превышают 3–5 лет.

Наряду с экспериментальными исследованиями методов совместной термической переработки отходов древесины и углеводородов разработана теоретическая модель, которая позволяет описать процесс термической деструкции древесины и многоуровневое заполнение пор древесного угля пироуглеродом, образующимся при термическом разложении метана и других углеводородов в пористой среде [18–20]. Выполненные теоретические и экспериментальные исследования позволили определить и смоделировать основные стадии процесса получения чистых углеродных материалов при термическом разложении углеводородов в среде продуктов термической деструкции отходов растительного происхождения.

Попутный нефтяной газ – это природный углеводородный газ, или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений или растворенный в нефти. Количество ПНГ в одной тонне нефти – от одного-двух до нескольких тысяч кубометров. В отличие от природного газа ПНГ содержит в своем составе кроме метана большую долю пропанов, бутанов и паров



более тяжелых углеводородов. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ лишь 26 % ПНГ направляется на переработку. Остальное идет на нужды промыслов или списывается на технологические потери, а также сжигается в факелах.

В России по разным оценкам в факелах сжигается ежегодно от 14 до 38 млрд м³ ПНГ. Для ориентировочных расчетов будем считать, что в нашей стране сжигается в среднем порядка 20 млрд м³ ПНГ в год. По расчетам Минприроды, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 140 млрд руб. Кроме того, при технологических потерях и сжигании в факелах в атмосферу выбрасывается диоксид углерода и активная сажа. Газ в факелах сгорает не полностью, поэтому в атмосферу выделяется метан, являющийся гораздо более активным парниковым газом, чем СО₂. Экономические и экологические аспекты делают рациональное использование ПНГ важной народно-хозяйственной задачей.

Для ориентировочной оценки примем, что ПНГ состоит, в основном из метана СН₄, который в процессе пиролиза при высокотемпературной термической деструкции разлагается на две составляющие – углерод и водород:



ВЭС в Новиково
Источник: *rushydro.ru*



Проектирование и строительство электростанций на ВИЭ имеют значительно более короткие циклы, чем в традиционной энергетике, затраты на их строительство будут быстро окупаться

В соответствии с результатами теоретических и экспериментальных исследований [17–19] установлено, что удельный расход ПНГ для получения одной тонны пироуглерода – $m_{\text{пнг}} = 950$ кг/т. Поэтому количество пироуглерода, которое может быть получено из ПНГ, сжигаемого сегодня в факелах в объемах $V_{\text{пнг}} = 20 \cdot 10^9$ Нм³, составит:

$$M_{\text{пу}} = \gamma_{\text{пнг}} \cdot V_{\text{пнг}} / m_{\text{пнг}} \quad (2)$$

где $\gamma_{\text{пнг}}$ – плотность ПНГ при нормальных условиях ($t = 273\text{K} = 0^\circ\text{C}$, $P_{\text{изб}} = 0$ МПа).

Полагая, что ПНГ, как метан, имеет $\gamma_{\text{пнг}} = 0,714$ кг/Нм³, в соответствии с выражением (2), находим:

$$M_{\text{пу}} = 0,714 \cdot 20 \cdot 10^9 / 950 = 15,0 \cdot 10^6 = 15 \text{ млн т/год.}$$

Поэтому использование ПНГ позволяет, согласно известным величинам потребностей [17–19], покрыть и все внутренние нужды в пироуглероде, и все экспортные потребности для стран ЕС. На перспективу остаются еще возможности использования низкодебитных газовых месторождений, имеющих в России в избытке.

Количество водорода, которое можно получить попутно при производстве пироуглерода на базе ПНГ, может быть рассчитано в соответствии с выражением (1):

$$M_{\text{H}_2} = M_{\text{пнг}} \cdot (4m_{\text{o}}^{\text{H}} / (4m_{\text{o}}^{\text{H}} + m_{\text{o}}^{\text{C}})), \quad (3)$$

где M_{H_2} – масса получаемого водорода;
 $M_{\text{пнг}}$ – масса используемого попутного нефтяного газа;

m_{o}^{H} – относительная атомная масса водорода;

m_{o}^{C} – относительная атомная масса углерода.

Если использовать бюджетные инвестиции в 50–60 млрд руб. в год, то полная замена ДЭС в РФ займет 3–4 года. При этом на 1 инвестируемый рубль будет получен двукратный бюджетный доход

В свою очередь:

$$M_{\text{пнг}} = \gamma_{\text{пнг}} \cdot V_{\text{пнг}} = 0,714 \cdot 20 \cdot 10^9 = 14,28 \cdot 10^9 \text{ кг} = 14,28 \text{ млн т/год} \quad (4)$$

Из выражения (3), с учетом равенства (4) и общеизвестных значений $m_{\text{O}}^{\text{H}} = 1$ и $m_{\text{O}}^{\text{C}} = 12$, находим:

$$M_{\text{H}_2} = 14,28 \cdot (4 / (4 + 12)) = 3,57 \text{ млн т/год.}$$

Поскольку плотность водорода для нормальных условий $\gamma_{\text{H}_2} = 0,089 \text{ кг/Нм}^3$, то количество получаемого водорода в объемном исчислении составит:

$$V_{\text{H}_2} = M_{\text{H}_2} / \gamma_{\text{H}_2} = 3,57 \cdot 10^6 / 0,089 = 40 \cdot 10^6 = 40 \text{ млн Нм}^3/\text{год.}$$

Отметим, что в 2020 г. в мире было произведено 75 млн т или 840 млн м³ водорода, который использовался, в основном, в нефтепереработке и при производстве аммиака. Таким образом, только путем утилизации сжигаемого в РФ в факелах ПНГ можно закрыть порядка 5 % мировой потребности в водороде.

Количество электроэнергии, которое можно получить из рассчитанной массы водорода:

$$W_{\text{эл}} = M_{\text{H}_2} \cdot q \cdot \eta_{\text{эл}} \cdot k, \quad (5)$$

где q – удельная теплота сгорания (теплотворная способность) водорода;

$\eta_{\text{эл}}$ – коэффициент полезного действия электрогенерирующего устройства;

k – коэффициент приведения единиц измерения энергии.

При $q = 120,7 \text{ ГДж/т}$, $\eta_{\text{эл}} = 0,6$ (60 % – среднее значение для электрохимических генераторов прямого преобразования на топливных элементах, принимаемых для использования на перспективу) и $k = 277,78 \text{ кВт} \cdot \text{ч/ГДж}$, согласно выражению (5) находим:

Верхне-Мутновская геотермальная электростанция

Источник: «Русгидро»





Анадырская ветряная электростанция 2 МВт

Источник: projects.fedpress.ru

$$W_{\text{эл}} = 3,57 \cdot 10^6 \cdot 120,7 \cdot 0,6 \cdot 277,78 = 71817 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч/год} = 71,8 \text{ млн МВт}\cdot\text{ч/год}.$$

Суммарная годовая выработка электроэнергии всеми электростанциями РФ (мощностью более 5 кВт) в 2021 г. составила – $\Sigma W = 1\,114,55$ млрд кВт·ч, а установленная мощность всех электростанций ЕЭС – $\Sigma N_{\text{уст}} = 246\,590,5$ МВт = 246,59 ГВт [21]. Среднее время использования установленной мощности электростанций в ЕЭС:

$$T_{\text{иум}} = \Sigma W / \Sigma N_{\text{уст}} = 1\,114\,550 \text{ ГВт}\cdot\text{ч} / 246,59 \text{ ГВт} = 4519,8 \text{ ч/год}.$$

При таком значении $T_{\text{иум}}$ общая мощность всех энергетических кластеров, вырабатывающих электроэнергию за счет попутного водорода при получении пироуглерода из ПНГ, может составить:

$$N_{\text{эл}} = W_{\text{эл}} / T_{\text{иум}} = 71,8 \cdot 10^6 / 4519,8 = 15,9 \cdot 10^3 \text{ МВт} = 15,9 \text{ ГВт}. \quad (6)$$

Такая мощность водородных электростанций составит долю $\beta = 15,9 / 246,6 = 0,064 \equiv 6,4\%$ общей мощности всех электростанций ЕС. С учетом дополнительного использования малодебитных источников природного газа мощность электростанций на попутном водороде может составить β

= 10...12%. А такая доля мощности позволяет уже, как показано в работах [9, 10, 14], обеспечить надежное резервирование вырабатываемой электроэнергии даже в случае полной замены на ВИЭ всех ТЭС и АЭС, работающих на ископаемом топливе.

Согласно утвержденной в 2021 г. Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [15, 16], планируется создание в РФ водородных кластеров для экспорта водорода на первом этапе (к 2024 г.) – в объеме 0,2 млн т/год, на втором этапе (к 2035 г.) – порядка 2 млн т/год. Эти задачи вполне могут быть решены при создании производства пироуглерода с использованием ПНГ,

Экономически эффективной областью применения энергосистем с ВИЭ и ТЭС на биомассе (БиоТЭС) является замещение дизельных электростанций в удаленных изолированных районах России

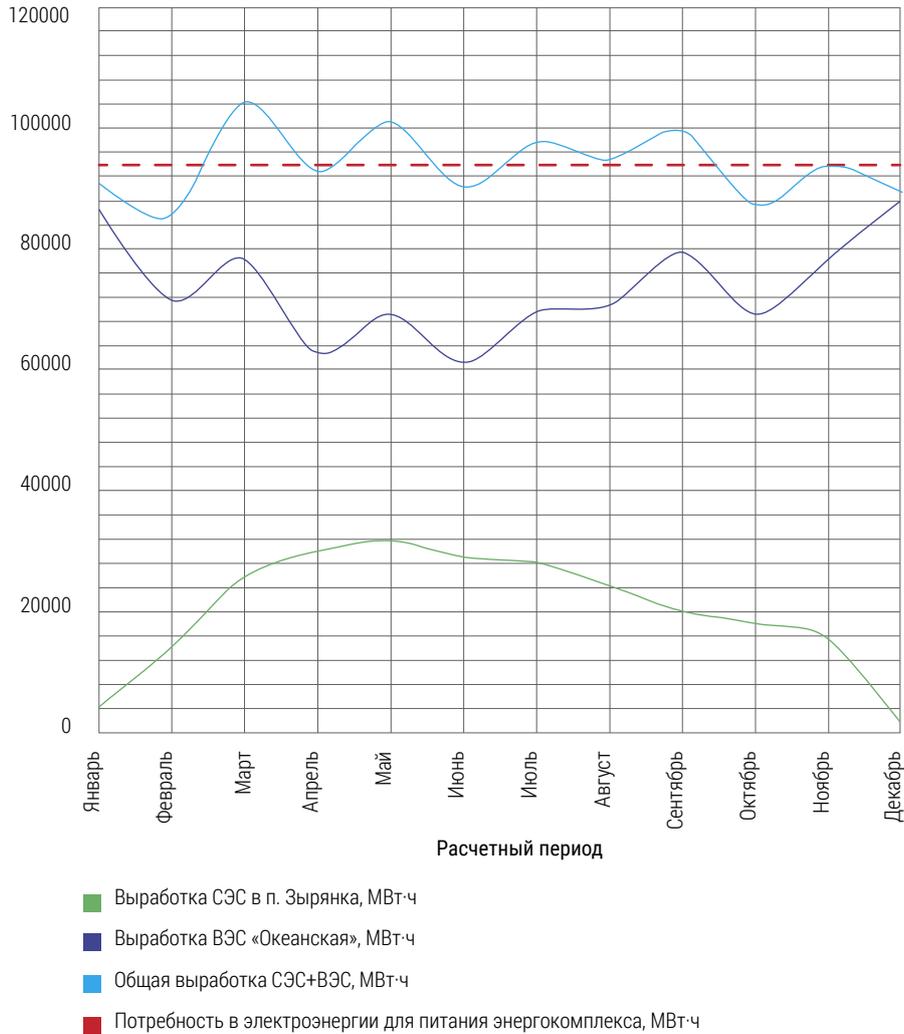


Рис. 3. Расчетная выработка электроэнергии солнечной электростанцией мощностью 150 МВт, ветряной электростанцией мощностью 170 МВт и суммарная их выработка в течение года в Республике Саха (Якутия)

обеспечивающим получение попутного дешевого водорода в объеме до 3,57 млн т/год (см. выше). При этом себестоимость водорода, получаемого в этих технологических процессах, составляет не более 0,1 долл./кг. [9].

Важно также отметить, что при получении пироуглерода и водорода по предлагаемой технологии полностью исключены какие-либо вредные выбросы в атмосферу. Это следует из основной реакции высокотемпературной деструкции ПНГ – (1).

Использование синтез-газа в СНЭ взамен водорода, в сочетании с оптимизированным соотношением различных видов ВИЭ в качестве основного энергогенера-

рующего комплекса позволяет, во многих случаях, многократно снизить саму потребность в аккумулировании электроэнергии в автономных системах за счет взаимного дополнения одних ВИЭ другими [9, 10].

Технико-коммерческое предложение по созданию солнечно-ветряной электростанции в Якутии

В качестве примера рассмотрим разработанное в ОИВТ РАН технико-коммерческое предложение по созданию солнечно-ветряной электростанции в Ре-

спублике Саха (Якутия) для бесперебойного энергообеспечения промышленного энергокомплекса в пос. Зырянка Верхнеколымского улуса республики [21].

Для размещения СЭС используется свободная площадка вблизи пос. Зырянка, имеющая достаточно высокий потенциал солнечной энергии. Другой возобновляемый источник энергии – ветер имеет высокий энергетический потенциал на побережье Северного Ледовитого океана. Ближайшая к пос. Зырянка площадка для ВЭС определена в районе мыса Крестовский в Восточно-Сибирском море. Эта площадка, названная «Океанская», характеризуется скоростями ветра, позволяющими эффективно использовать ветроэнергетические установки.

В соответствии с результатами проведенных исследований по оптимизации соотношения солнечной и ветровой составляющих в рассматриваемой солнечно-ветряной электростанции принята установленная мощность СЭС – $N_{\text{СЭС}} = 150$ МВт, а установленная мощность ВЭС – $N_{\text{ВЭС}} = 170$ МВт. Общая установленная мощность Зырянского энергоузла составляет 320 МВт. Наглядное представление о суммарной выработке и балансе электроэнергии Зырянской солнечно-ветряной электро-

Энергоустановки на биомассе, ее конверсии в энергию с помощью технологии ДТКБ, обеспечивают из всех электростанций на ВИЭ самые высокие показатели финансово-коммерческой эффективности

станции дают графические зависимости, приведенные на рис. 3.

Как видно из рис. 3, общая годовая выработка электроэнергии перекрывает годовую потребность. Но в отдельные моменты времени будет иметь место недовыработка энергии, максимальное значение которой составляет менее 9 %. Эта недовыработка легко покрывается генерирующим устройством на водороде или на синтез-газе [9, 10], запасаемых в моменты избыточной суммарной мощности СЭС+ВЭС. При этом количество аккумулированной энергии не будет превышать 10 % от энергопотребления объекта. Это и позволяет много-

Посёлок Зырянка, Якутия

Источник: hunhuz71.livejournal.com



**Ближайшая к пос. Зырянка
площадка для ВЭС определена
в Восточно-Сибирском море.
Она характеризуется скоростями
ветра, позволяющими
эффективно использовать
ветроэнергетические установки**

кратно снизить саму потребность в аккумулировании электроэнергии в сравнении с использованием в качестве источника энергии только солнечной или только ветряной электростанции.

СЭС и ВЭС взаимно дополняют друг друга: в летнее время основную часть выработки электроэнергии обеспечивает СЭС, в осенне-зимний период – ВЭС. При этом при расчетах энергии ВЭС учитывается, что мощность и выработка ветроэлектрических агрегатов зависят в кубе от изменений скорости ветра. Поэтому, даже небольшие изменения скорости ветра – всего на $\pm 20\text{--}30\%$ приводят к росту или падению мощности ВЭС в 1,7–2,2 раза, как это имеет место в рассматриваемом случае.

Используемые в данном рассмотрении подходы имеют общий характер и могут применяться в различных системах энергоснабжения с использованием таких ВИЭ, как солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия малых рек и океанских течений и волн, энергия биомассы, энергия приливов-отливов и т. п. Это дает возможность создания высокоэффективных автономных систем энергоснабжения в изолированных районах при использовании не только рассмотренной комбинации ВИЭ – СЭС+ВЭС, но и других комбинированных систем: СЭС+ГЭС, ВЭС+ГЭС, СЭС+ПЭС (приливная электростанция), СЭС+ВЭС+ГЭС и т. п. Но в любом случае для обеспечения недостающей в определенные моменты времени энергии от ВИЭ оказывается целесообразным использование синтеза-газа, получаемого по технологии ДТКБ из отходов биомассы.

Результаты проведенных экономических исследований [9, 10] свидетельствуют о том, что энергетические установки на биомассе, ее конверсии в энергию с помощью

технологии ДТКБ, обеспечивают из всех известных на сегодняшний день ВИЭ самые высокие значения критериев финансово-коммерческой эффективности: чистого дохода за период эксплуатации – NV , чистой приведенной стоимости – NPV , внутренней нормы рентабельности – IRR , индекса доходности – PI и т. п., а также самые малые значения срока окупаемости – PP и дисконтированного срока возврата инвестиций – PBP .

Высокоэффективной сферой применения рассматриваемых технологий с комбинированным использованием ВИЭ и синтез-газа, получаемого из биомассы и ее отходов по технологии ДТКБ, является их использование различными предприятиями и организациями для обеспечения собственного энергопотребления. Получаемые преимущества определяются себестоимостью электроэнергии от собственных энергоустановок – не более 2–2,5 руб./кВт·ч, используемой взамен энергии из сети по цене 5–10 руб./кВт·ч (в одностороннем исчислении). При этом срок возврата инвестиций в создание собственных энергоустановок и электростанций не превышает 4–8 лет [24].

Другой экономически эффективной областью применения рассматриваемых систем с ВИЭ и ТЭС на биомассе (БиоТЭС) является замещение дизельных электростанций (ДЭС) в удаленных изолированных

Адыгейская ВЭС

Источник: «Новавинд»





Системы управления накоплением энергии

Источник: newstrail.com

районах, не обеспеченных централизованным энергоснабжением. Такие районы с населением более 20 млн человек составляют до 60–70 % территории Российской Федерации [22]. Это Восточная Сибирь, Приморье, многие северные территории, горные районы Алтая, Дагестана, северокавказских республик, удаленные территории в центре европейской части России и др. Себестоимость электроэнергии в этих районах, в связи с дорогостоящим дизельным топливом и большими логистическими затратами на его доставку, составляет 40–100 руб./кВт·ч, а в отдельных местностях доходит и до 140 руб./кВт·ч [25]. Здесь использование энергоисточников на ВИЭ и местных топливно-энергетических ресурсах является наиболее выгодным.

По данным статотчетности СО ЕЭС [20], на конец 2021 г., как уже было отмечено выше, общая установленная мощность всех электростанций России составляла $\Sigma N_{уст} = 246\,590,5 \text{ МВт} = 246,59 \text{ ГВт}$, а суммарная годовая выработка электроэнергии – $\Sigma W = 1114,55 \text{ млрд кВт·ч}$. При этом мощность и годовая выработка электроэнергии автономными энергоузлами на базе ДЭС на удаленных территориях оценивается в размере 0,7 % от приведенных общих значений для РФ, т. е. суммарные установленная мощность и выработка электроэнергии

всех автономных ДЭС могут быть приняты равными:

$$\Sigma N_{дэс} = 0,7 \% \cdot \Sigma N_{уст} = 0,7 \% \cdot 246\,590,5 \text{ МВт} = 1726,1 \text{ МВт}, \quad (7)$$

$$\Sigma W_{дэс} = 0,7 \% \cdot \Sigma W = 0,7 \% \cdot 1114,55 \text{ млрд кВт·ч} = 7,8 \text{ млрд кВт·ч}. \quad (8)$$

Поскольку продажа электроэнергии населению и предприятиям должна производиться по неким усредненным для Российской Федерации тарифам ($T_{эн}$), то все превышения этого тарифа, соответствующие себестоимости электроэнергии, получаемой на ДЭС, дотируются из бюджетов всех рангов – государственного, террито-



Количество ПНГ в 1 тонне нефти – от одного-двух до нескольких тысяч м³. В отличие от природного газа, ПНГ содержит, кроме метана, большую долю пропана, бутана и паров тяжелых углеводородов

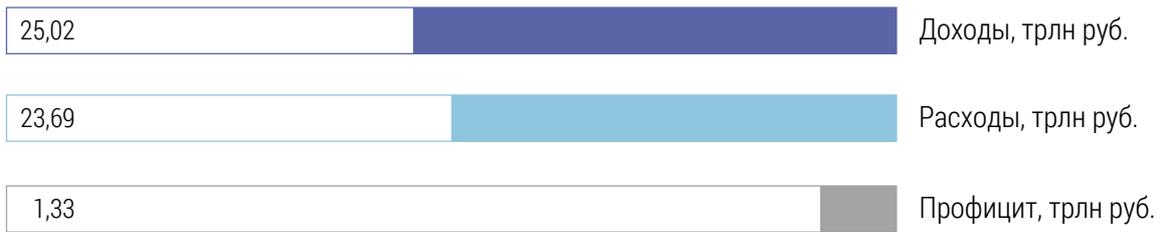


Рис. 4. Плановая структура федерального бюджета РФ на 2022 г.

риального и местного – в определенных договорных долях.

Общая сумма дотаций для ДЭС из бюджетов всех рангов может быть рассчитана по формуле:

$$D = \sum_{\text{дэс}} (C_{\text{дэс}} - T_{\text{эл}}), \quad (9)$$

где $C_{\text{дэс}}$ – себестоимость производства электроэнергии на ДЭС, руб./кВт·ч;

$T_{\text{эл}}$ – установленный тариф на электроэнергию по действующей сетке в этих районах, руб./кВт·ч.

Принимая средневзвешенное для изолированных ДЭС значение себестоимости электроэнергии $C_{\text{дэс}} = (C_{\text{мин}} + C_{\text{мак}}) / 2 = (40 + 100) / 2 = 70$ руб./кВт·ч и типовое для этих районов значение тарифа на электроэнергию по состоянию на 01.07.2022 г. – $T_{\text{эл}} = 5,92$ руб./кВт·ч, в соответствии с выражением (9), находим:

$$D = 7,8 \cdot 10^9 \cdot (70 - 5,92) \approx 500 \cdot 10^9 \text{ руб./год} \\ \equiv 500 \text{ млрд руб./год.} \quad (10)$$

Таким образом, бюджетные расходы на дотации для ДЭС могут составлять 0,5 трлн руб. ежегодно, что сопоставимо

с объемом профицита государственного бюджета Российской Федерации, запланированного на 2022 г. [23] (см. рис. 4).

Полученное значение бюджетных дотаций не является строго определенным, т. к. многие объекты автономной энергетики не учитываются в статистической отчетности РФ. Поэтому при различных исходных данных, получаемых косвенными методами, расчетный размер бюджетных дотаций определяется с большим разбросом – в диапазоне от 0,5 до 3 трлн руб./год [9, 24]. Здесь мы приняли во внимание минимальную оценку дотаций.

Решением проблемы исключения бюджетных дотаций является замена ДЭС на системы с использованием ВИЭ, в том числе отходов биомассы. Себестоимость получаемой электроэнергии на генерирующих объектах с ВИЭ в настоящее время в 2–4 раза ниже тарифов в территориальных энергосистемах [24]. Поэтому использование ВИЭ позволит не только исключить бюджетные дотации, но даже обеспечит возможность пополнять бюджеты всех уровней.

Удельные расходы на сооружение основных объектов возобновляемой энергетики в настоящее время в РФ не превышают $k_{\text{уд}} = 110$ млн руб./МВт. Поэтому суммарные инвестиции в замену всех действующих ДЭС в России составят:

$$K = k_{\text{уд}} \cdot \sum N_{\text{дэс}} = 110 \text{ млн руб./МВт} \cdot 1726,1 \\ \text{МВт} = 189\,871 \text{ млн руб.} \approx 190 \text{ млрд руб.}$$

Таким образом, для исключения использования дизельного топлива на ДЭС в Российской Федерации требуется сумма, в 2,6 раза меньшая, чем годовой объем бюджетных дотаций, выделяемых в настоящее время для обеспечения их функционирования. Необходимая для этих целей сумма инвестиций может быть значитель-

Новые технологии позволяют производить из углеводородных газов водород и другие материалы с высоким спросом на рынке. Их стоимость окупает все затраты, в том числе на производство водорода

но уменьшена, если вместо замены ДЭС производить их соответствующую доработку на месте размещения для использования газового топлива вместо дизельного. Это касается ДЭС, имеющих невысокую степень износа. Для таких ДЭС достаточно только выполнить недорогие операции по доработке (расточке) их клапанов.

Поскольку проектирование и строительство электростанций на ВИЭ и, в том числе, на биомассе имеют значительно более короткие циклы, чем в традиционной энергетике, соответствующие затраты будут весьма быстро окупаться и вскоре обернутся значительными прибылями. Если использовать годовые объемы инвестиций из бюджетов по 50–60 млрд руб., то период полной замены ДЭС в РФ составит 3–4 года. При этом на один инвестируемый рубль будет получен более чем двукратный бюджетный доход.

В настоящее время ВИЭ и БиоТЭС обеспечивают наивысшую рентабельность инвестиций. На сегодняшний день в мире вклад ВИЭ составляет уже 26 % общего производства электроэнергии [26]. Это обеспечивает достижение «сетового паритета» – полноценной экономической конкуренции возобновляемой энергетике с традиционной.

Создание региональных и общегосударственных энергосистем с возобновляемой энергетикой должно осуществляться под четким государственным контролем по национальным программам размещения

Заключение и выводы

Для ускорения темпов роста систем с использованием ВИЭ в России нужна четкая Государственная научно-техническая программа (ГНТП) с определением мест размещения и очередности внедрения ВИЭ на территориях РФ, сроков исполнения и источников финансирования. Такая программа должна быть увязана с общими планами развития экономики и энергетики на всех территориях РФ и возможностями отрасли энергомашиностроения по осво-

Система накопления энергии Tesla

Источник: energycentral.com



На современном этапе основной задачей развития энергетики является соблюдение баланса между отрицательным воздействием на окружающую среду и удовлетворением растущего спроса на энергию

ению новых видов продукции для развития ВИЭ. В документе также должны быть определены и утверждены планы по замене экспортируемых сейчас первичных энергоносителей – ископаемых углеводородов (уголь, нефть, газ) на более квалифицированную и более прибыльную энергетическую продукцию на основе разрабатываемых передовых национальных проектов. И энергетика в целом должна стать в Российской Федерации одним из основных источников пополнения государственного бюджета.

В соответствии с изложенным можно сделать следующие основные выводы.

1. В Российской Федерации имеются возможности к середине XXI столетия успешно реализовать четвертый

энергопереход к преимущественному использованию ВИЭ с учетом основных концепций, предложенных в настоящей работе.

2. В качестве основного энергоносителя в системах накопления электроэнергии использовать водород, получаемый за счет ВИЭ, ПНГ и природного газа низкодебитных газовых месторождений, а также синтез-газ, производимый из отходов биомассы по технологии двухступенчатой термической конверсии.
3. На первой стадии внедрения ВИЭ обеспечить создание энергогенерирующих мощностей для обеспечения собственных нужд предприятий, а также для замены действующих дизельных электростанций в территориально удаленных районах, не имеющих централизованного энергоснабжения.
4. Подготовить и утвердить Государственную научно-техническую программу проведения четвертого энергоперехода в Российской Федерации.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (госзадание № 075-01129-23-00).



Использованные источники

1. Vaclav Smil. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects* (Santa Barbara, Calif.: Praeger, 2010), vii. For alternative definitions, see Benjamin K. Sovacool, "How Long Will It Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions" // *Energy Research & Social Science*, vol. 13, 2016. P. 202–203.
2. Smil Vaclav. *Energy and Civilization: a History* // MIT Press, 2018.
3. *International Energy Outlook – IEO 2021 // Clean Energy Investing: Global Comparison of Investment Returns*. – 2021, March.
4. *Парижское соглашение [Электронный ресурс]* // Режим доступа: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf
5. Раменский А. Ю., Григорьев С. А. Технологии топливных элементов: вопросы технического регулирования // *ISJAE*. 2016. № 19–20. С. 207–208.
6. *Производственно-инжиниринговый комплекс ENCE GmbH, Швейцария*. 2022. – URL: https://ence.ch/es/equipment_for_power_industries/large_stations_more_1_mw
7. *Топливные элементы – вполне реальная альтернатива существующим ТЭС*. – URL: Portal-energo.ru/articles/details/id/802. 07.07.2014.
8. *Мировая энергетика – 2050 (Белая книга)* / Под ред. В. В. Бушуева и В. А. Каламанова. – М.: Издательский дом «Энергия», 2011. – 360 с. УДК 621.311.1.
9. *Зайченко В. М. и др. Развитие водородной энергетики в России*. – М.: Издательский дом «Недра». 2021. – 71 с. ISBN 978-5-8365-0513-4.
10. *Зайченко В. М., Чернявский А. А. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии* // *Энергетическая политика*. № 10(152), 2020. С. 96–103.
11. *Зайченко В. М., Чернявский А. А. Сопоставление экономических показателей объектов традиционной и возобновляемой энергетики* // *Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2018» (24–27 сентября 2018 г.)* / Под ред. Л. И. Лукиной, Н. А. Бежина, Н. В. Ляминой. – Севастополь: Севастопольский ГУ. 2018. С. 425–428.
12. *Уголь грядущих веков: когда водород заменит ископаемые энергоносители. Энергия и элементы питания*. – URL: https://hard.com./ru/company/toshibarus/blog/Toshiba_ru_20.12.2020.
13. *Синяк Ю. В., Петров В. Ю. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства*



Мутновская геотермальная станция

Источник: «Русгидро»

- // Проблемы прогнозирования. Отрасли и межотраслевые комплексы. № 1, 2007. С. 35–47.
14. Зайченко В. М., Чернявский А. А. Автономные системы. – М.: Издательский дом «Недра». 2015. – 285 с. ISBN 978-5-8365-0458-8.
 15. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации // Постановление Правительства РФ от 05.08.2021 № 2162-р.
 16. Россия станет безоговорочным лидером водородной энергетики (прогнозный анализ). 2021. – URL: www.babushkinas.dzen.ru
 17. Директор Л. Б., Майков И. Л., Зайченко В. М., Кудрявцев М. А., Сокол Г. Ф., Шехтер Ю. В. Моделирование процессов термического разложения природного газа. Препринт № 2–452. Москва. 2007. – 60 с.
 18. Director L. B., Maikov, I. L., Zaichenko V. M. A Theoretical Study of Heterogeneous Methane Reaction Processes // Proceedings of the Twelfth International Heat Transfer Conference, Grenoble, France, 2002. pp. 929–934.
 19. Popov R. G., Shpilrain E. E., Zaichenko V. M. Natural gas pyrolysis in regenerative gas heater, Part II:) 335–339. Natural gas pyrolysis «in the free volume» of regenerative gas heater, Int. J. Hydrogen Energy 24 (1999).
 20. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году. – М.: АО «СО ЕЭС», 2021. – URL: www.so-ups.ru
 21. Зайченко В. М., Крылова А. Ю., Чернявский А. А. Модернизация системы энергоснабжения Республики Саха (Якутия) // Материалы VI Международной конференции «Арктика 2021». С. 2.
 22. Фортвов В. Е., Попель О. С. Энергетика в современном мире. – Долгопродный: Издательский дом «Интеллект», 2011. – 168 с.
 23. Романов С. В., Багдасарян Т. В. Бюджет для граждан (к Федеральному закону о федеральном бюджете на 2022 год и плановый период 2023 и 2024 годов). – М.: Министерство финансов РФ. 2021. – 84 с.
 24. Зайченко В. М., Чернявский А. А., Шевченко А. Л. Возможности биоэнергетического перехода в России // Энергетическая политика. № 11(165), 2021. С. 16–29.
 25. Региональная экономика и управление: электронный научный журнал. ISSN 1999–2645. № 4 (68). Номер статьи: 6820. Дата публикации: 06.12.2021. Режим доступа: <https://eee-region.ru/article/6820>.