

УДК 620.9

РАЗВИТИЕ “ЗЕЛеной” ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

© 2023 г. В. М. Батенин¹, В. М. Зайченко^{1, *}, А. А. Чернявский¹¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН), Москва, Россия

*e-mail: zaitch@oivtran.ru

Поступила в редакцию 02.03.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

В статье представлены основные факторы, влияющие на переход страны к “зеленой” энергетике, в противовес энергетике, развитие которой сопровождается масштабным загрязнением окружающей среды, а также накоплением значительного количества отходов производства и потребления. Рассмотрены результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; сетевых ВЭС и СЭС – без аккумулярования. Показано, что перспективным направлением сооружения объектов ВЭС и СЭС и других генерирующих объектов на основе ВИЭ является покрытие собственных энергетических нужд различных предприятий и организаций. Предлагаемое направление развития энергетики является перспективным и экономически выгодным еще и в силу того, что биомасса в нашей стране является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В России сосредоточено около 48% мировых запасов торфа и 23–24% древесины, огромные объемы отходов сельхозпроизводства. Предлагаются эффективные технические решения в области энергетического использования биомассы. Показано, что для России перспективным направлением модернизации существующей системы энергоснабжения является комбинированное использование различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций.

Ключевые слова: углероднейтральная энергетика, снижение выбросов CO₂, биотопливо, утилизация отходов, распределенная энергетика, возобновляемые источники энергии, “зеленая” энергетика

DOI: 10.31857/S0002331023040039, EDN: YGQYLG

Направление “зеленая” энергетика возникло еще несколько десятилетий назад в противовес энергетике с большими объемами загрязнений окружающей среды, с накоплением значительного количества отходов производства и потребления, с появившимися заметными изменениями климата в результате антропогенных воздействий.

Под понятием “зеленая” энергетика понимают политику повышения благосостояния населения при одновременном снижении отрицательных воздействий на окружающую среду и сохранении ископаемых ресурсов с обеспечением перспектив устойчивого развития страны.

Подобные мероприятия, осуществляемые при приемлемых финансовых затратах, представляют интерес для всего человечества. Именно этим объясняется активная позиция ООН в этом вопросе и появление таких международных документов, как рати-

фицированных большинством стран и Россией Парижское соглашение в Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Однако кажущаяся безупречная логика такого подхода сталкивается с жесткой прозой жизни, в которой проявляются политические амбиции ряда государств, претендующих на главенство в мировой экономике и политике. Обострение сегодняшнего конфликта между этими государствами и РФ, отстаивающей свой суверенитет, государственную целостность и независимость, приводит к тому, что принимаемые решения в области экономики и энергетики не имеют ничего общего с требованиями экономических законов и полностью определяются политическими решениями.

Это отбрасывает реализацию решений ООН в области “зеленой” энергетики на многие годы, а может быть и десятилетия. Разработать же подробный план развития “зеленой” энергетики с учетом существующих сегодня условий не представляется возможным. В этой связи целесообразно рассмотреть особенности ТЭК России, представляющие непреходящий интерес при реализации планов перехода к “зеленой” энергетике даже при сдвиге возможных сроков их реализации.

В настоящее время развитие энергетики традиционными методами в России является неэффективным и во многих случаях убыточным [1–3]. При существующих высоких стоимостях ископаемых органического и ядерного топлив и относительно низких оптовых тарифах на приобретение энергии от электростанций на оптовом рынке энергии и мощности (ОРЭМ), инвестиции в строительство новых тепловых и атомных электростанций или реконструкцию существующих, имеют сроки окупаемости, превышающие сроки службы основного их технологического оборудования или вовсе не имеющие окупаемости [3]. В силу этих причин сооружение или реконструкция электростанций с приемлемой окупаемостью оказываются возможными только при наличии поддержки из государственного бюджета, осуществляемого по так называемым договорам предоставления мощности (ДПМ). В результате этого энергетика, которая ранее являлась одним из основных источников пополнения государственного бюджета, превратилась в дотационную отрасль экономики — наравне с образованием, медициной и т.п. Основной причиной этого является рост стоимости топлива при существующих, в принципе, невысоких тарифах на электрическую и тепловую энергию.

Решение проблемы экономической оправданности энергетики в настоящее время в мире происходит по линии использования (ВИЭ) — солнечной, ветровой, гидроэнергии, энергии биомассы, геотермальной энергии и т.п. В последние годы использование ВИЭ становятся экономически предпочтительным в связи со значительным снижением стоимости специального технологического оборудования.

В целом, по прогнозам, опубликованным в Глобальном отчете Центра REN21 о состоянии возобновляемой энергетики [4], использование бурого угля будет практически прекращено в мире к 2035 г., каменного угля — к 2045 г., нефти, газа, ядерного топлива — к 2050 г. (рис. 1).

Интенсивному развитию энергетических систем на базе ВИЭ способствуют:

- широкое распространение распределенной генерации энергии;
- необходимость решения экологических вопросов, сопровождающих традиционные способы генерации энергии;
- исчерпание легкодоступных запасов органического и ядерного топлив и их постоянное удорожание в связи с увеличением затрат на их добычу;
- необходимость повышения экономической эффективности инвестиций в энергетику, снижение удельных капитальных затрат на создание энергообъектов и сокращение темпов роста стоимости электрической и тепловой энергии для потребителей.

В 2017 г. ВИЭ утвердились в мире не только в качестве самого быстрорастущего и быстро окупаемого, но и в качестве одного из основных секторов энергетики. Было введено в эксплуатацию более 150 ГВт новых солнечных и ветровых мощностей в мире — больше, чем объектов традиционной энергетики. Привычными стали цены по-

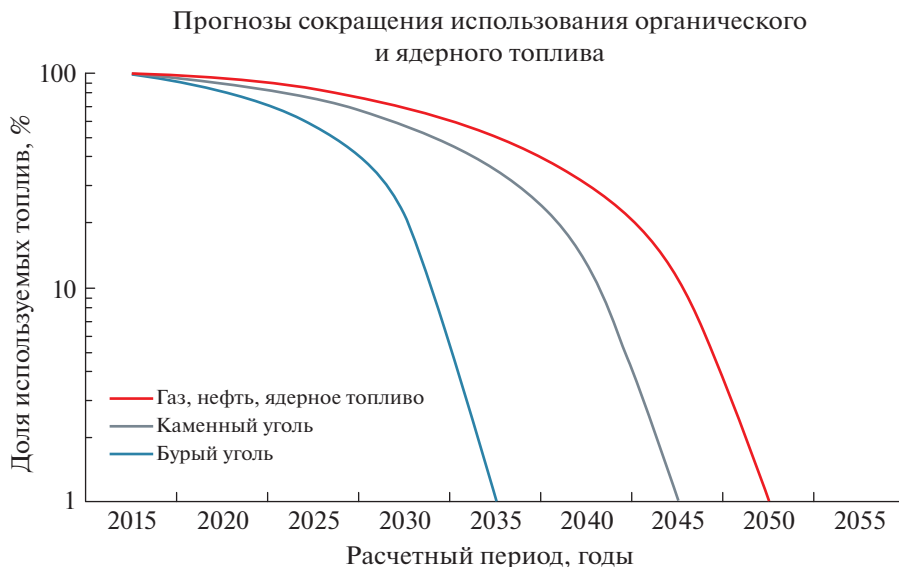


Рис. 1. Прогнозы потребления ископаемых топлив на период до 2055 г.

рядка $0.03 \text{ US\$}/\text{кВт} \cdot \text{ч}$ на электрическую энергию на установках с ВИЭ, создаваемых без господдержки. Сегодня ВИЭ уверенно выходят на самоокупаемость. В то же время себестоимость производства электроэнергии на ТЭС колеблется в диапазоне $0.04\text{--}0.06 \text{ US\$}/\text{кВт} \cdot \text{ч}$, а на АЭС доходит до $0.06\text{--}0.10 \text{ US\$}/\text{кВт} \cdot \text{ч}$. И к настоящему времени более чем в 30 странах мира энергия, получаемая с использованием ВИЭ, стала дешевле, чем энергия, получаемая от ТЭС и АЭС.

Появившаяся экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешевой электрической энергии.

В табл. 1 приведены результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; а также сетевых ВЭС и СЭС — без аккумуляирования.

За основу для сравнения принята условная АЭС установленной мощностью 1000 МВт , работающая в базовом режиме при среднем коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ) 80% . Это соответствует годовому времени использования установленной мощности 7000 ч . Все остальные генерирующие мощности имеют среднестатистические КИУМ меньше, чем АЭС (табл. 1).

Расчетный отпуск электроэнергии условной АЭС составляет $6650 \text{ ТВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$ (или млн $\text{кВтч}/\text{год}$). Для адекватного сравнения принимается такой же расчетный отпуск электроэнергии и для всех остальных сравниваемых типов электростанций. Чтобы выполнить это условие при значительной разнице в КИУМ для разных технологий генерации, оказалось необходимым принять следующие значения установленных электрических мощностей:

— для ТЭС на угле —	1268.4 МВт
— для ТЭС на природном газе —	1536.7 МВт
— для ГЭС —	1737.2 МВт
— для ВЭС —	2283.1 МВт
— для СЭС —	3632.2 МВт

Таблица 1. Сравнительные параметры объектов традиционной и возобновляемой энергетики

Наименование параметров	Единица измерения	Значение параметров					
		АЭС	ТЭС		ВИЭ		
			на угле	на газе	ГЭС	ВЭС	СЭС
Коэффициент использования установленной мощности – КИУМ	%	80	63	52	46	35	22
Приведенная установленная мощность – N	МВт	1000.0	1268.4	1536.7	1737.2	2283.1	3632.2
Расчетный срок службы станции – $T_{сл}$	лет	30.0	40.0	40.0	40.0	30.0	30.0
Период проектирования и строительства – $T_{стр}$	лет	6.0	3.0	3.0	4.0	2.0	1.5
Горизонт расчета. $T_{расч} \sim T_{сл} + T_{стр}$	лет	36.0	43.0	43.0	44.0	32.0	31.5
Удельные инвестиции в строительство – $K_{уд}$	US\$/кВт	5300.0	3000.0	2300.0	2700.0	1100.0	670.0
Общая сумма требуемых инвестиций (CAPEX): $K_s = N K_{уд} / 1000$	млн US\$	5300.0	3805.2	3534.4	4690.3	2511.4	2433.6
То же, в рублевом исчислении при текущем курсе доллара США – 1 US\$ = 70 руб.: $K = 70 K_s / 1000$	млрд руб.	371.0	266.4	247.4	328.3	175.8	170.4
Число часов использования установленной мощности. $T = 365 \text{ сут/год} \cdot 24 \text{ ч/сут} \cdot \text{КИУМ}$	ч/год	7000	5518.8	4555.2	4029.6	3066.0	1927.2
Выработка электроэнергии: $W = N T / 1000$	ТВт · ч/год	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Затраты на собственные нужды и потери электроэнергии – 5%: $W_{сн} = 0.05 W$	ТВт · ч/год	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0
Отпуск электроэнергии потребителям: $W_{отп} = W - W_{сн}$	ТВт · ч/год	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0	6650.0
Норматив амортизационных отчислений – а	%	4.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0
Сумма амортизационных отчислений: $A = a K$	млрд руб.	14.84	7.99	7.42	9.85	7.03	6.81
Затраты на топливо – 3Т:							
– АЭС: 0.46 руб./кВт · ч W/1000	млрд руб./год	3.22	–	–	–	–	–
– ТЭС на угле: 0.32 кг/кВт · ч 5 руб./кг W/1000	млрд руб./год	–	11.2	–	–	–	–
– ТЭС на газе: 0.30 нм ³ /кВт · ч 6 руб./нм ³ W/1000	млрд руб./год	–	–	12.6	–	–	–
Количество оперативного и ремонтного персонала – П	чел.	1000	880	1200	500	300	280
Средняя заработная плата персонала – ЗП	тыс. руб./мес.	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Фонд заработной платы: $\Phi = 12 \text{ ЗП П} / 10^9$	млрд руб./год	0.54	0.48	0.65	0.27	0.16	0.15
Начисления на заработную плату 30%: $H = 0.3 \Phi$	млрд руб./год	0.16	0.14	0.19	0.08	0.05	0.05
Накладные расходы – 40%: $HP = 0.4 \Phi$	млрд руб./год	0.22	0.19	0.26	0.11	0.06	0.06
Всего затраты на оплату труда: $OT = \Phi + H + HP$	млрд руб./год	0.92	0.81	1.10	0.46	0.28	0.26

Таблица 1. Окончание

Наименование параметров	Единица измерения	Значение параметров					
		АЭС	ТЭС		ВИЭ		
			на угле	на газе	ГЭС	ВЭС	СЭС
Обслуживание основных фондов и приобретение запасных частей – 2%: $ООФ = 0.02 K$	млрд руб./год	7.42	5.33	4.95	6.57	3.52	3.41
Прочие затраты – 1%: $ПЗ = 0.01 K$	млрд руб./год	3.71	2.66	2.47	3.28	1.76	1.70
Итого эксплуатационные издержки: $ИЭ = A + 3T + OT + ООФ + ПЗ$	млрд руб./год	30.11	27.99	28.55	20.16	12.58	12.18
Себестоимость отпускаемой электроэнергии: $СС = 1000 ИЭ/W_{отп}$	руб./кВт·ч	4.53	4.21	4.29	3.03	1.89	1.83
Планируемый эквивалентный одноставочный тариф на отпуск электроэнергии – $T_{эл}$	руб./кВт·ч	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Объем реализации электроэнергии: $R = T_{эл} W_{отп}/1000$	млрд руб./год	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9
Валовая прибыль: $ВП = R - ЭИ$	млрд руб./год	9.79	11.91	11.35	19.74	27.32	27.72
Налог на недвижимость – 2.2%: $НН = 0.022 K$	млрд руб./год	8.16	5.86	5.44	7.22	3.87	3.75
Налогооблагаемая прибыль: $НП = ВП - НН$	млрд руб./год	1.63	6.05	5.91	12.52	23.45	23.97
Налог на прибыль – 20%: $H = 0.2 НП$	млрд руб./год	0.33	1.21	1.18	2.50	4.69	4.79
Чистая прибыль: $ЧП = НП - H$	млрд руб./год	1.30	4.84	4.73	10.02	18.76	19.18
Дискретный срок окупаемости: $CO = K/(ЧП + A)$	лет	23.0	20.8	20.4	16.5	6.8	6.6
Полный срок окупаемости: $PCO = CO + T_{стр}$	лет	29.0	23.8	23.4	20.5	8.8	8.1
Чистый доход за расчетный период: $NV = ЧП T_{сл}$	млрд руб.	39.1	193.6	189.1	400.6	562.8	575.3
Чистый дисконтированный доход – NPV (ориент.)	млрд руб.	3.6	14.9	14.5	30.8	51.2	52.3
Индекс доходности: $PI = (K + NPV)/K$	—	1.01	1.06	1.06	1.09	1.29	1.31
Рентабельность инвестиций: $P = 100/ PCO$	%	3.45	4.21	4.28	4.87	11.34	12.42

Примечание. В табл. 1 использованы значения удельных инвестиций в сооружение ВЭС и СЭС по результатам отбора проектов для бюджетного финансирования на 2020–2024 гг. [5].

При этом расчетные значения требуемых объемов инвестиций для строительства рассматриваемых электростанций (табл. 1) составили:

– для АЭС –	5300.0 млн US\$
– для ТЭС на угле –	3805.2 млн US\$
– для ТЭС на природном газе –	3534.4 млн US\$
– для ГЭС –	4690.3 млн US\$
– для ВЭС –	2511.4 млн US\$
– для СЭС –	2433.6 млн US\$

Несмотря на то, что требуемые мощности ВЭС и СЭС являются значительно большими, чем для всех прочих электростанций, сооружение ВЭС и СЭС требует, при

сложившейся рыночной конъюнктуре, самых малых инвестиций. При этом важно, что и себестоимость отпускаемой электроэнергии на ВЭС и СЭС также имеет самые низкие значения:

– для АЭС –	4.53 руб./кВт · ч (0.065 US\$/кВт · ч)
– для ТЭС на угле –	4.21 руб./кВт · ч (0.060 US\$/кВт · ч)
– для ТЭС на природном газе –	4.29 руб./кВт · ч (0.061 US\$/кВт · ч)
– для ГЭС –	3.03 руб./кВт · ч (0.043 US\$/кВт · ч)
– для ВЭС –	1.89 руб./кВт · ч (0.027 US\$/кВт · ч)
– для СЭС –	1.83 руб./кВт · ч (0.026 US\$/кВт · ч)

Если планировать тариф на отпуск электроэнергии на оптовый рынок энергии и мощности с учетом бюджетных дотаций в размере 6.0 руб./кВт · ч — с некоторым превышением наибольшей себестоимости из ряда рассматриваемых генерирующих источников, то полные сроки окупаемости инвестиций составят (табл. 1):

– для АЭС –	29.0 года
– для ТЭС на угле –	23.8 года
– для ТЭС на природном газе –	23.4 года
– для ГЭС –	20.5 года
– для ВЭС –	8.8 года
– для СЭС –	8.1 года

Если же планировать продажу электроэнергии на ОРЭМ без бюджетных дотаций, по существующим тарифам — не выше 2.5 руб./кВт · ч, то все электростанции за исключением ВЭС и СЭС будут убыточными, в связи с чем и был введен институт ДПМ для привлечения частных инвестиций в энергетику.

Следует отметить, что экономические показатели ВЭС и СЭС получены без учета присущей им нестационарности, что потребует либо резервирования путем подключения к сети, либо установки дорогостоящих и еще не разработанных в должной мере накопителей. Включение ВИЭ в сеть в качестве равноправного генерирующего объекта потребует усложнения системы диспетчерского управления. Все это приведет к существенному увеличению необходимых капитальных вложений и росту стоимости электроэнергии.

Хорошей нишей для сооружения объектов ВЭС и СЭС, а также и других генерирующих объектов на основе ВИЭ, является использование таких объектов для покрытия собственных энергетических нужд различных предприятий и организаций. В этом случае предприятия получают существенные выгоды за счет отказа от платы за сетевую электроэнергию в объеме 6–10 руб./кВт · ч и используют электроэнергию от своих энергоустановок по себестоимости. При этом окупаемость инвестиций в создание собственных энергоустановок и электростанций, по опыту внедрения, не превышает 4–8 лет, и отпадает необходимость в бюджетных дотациях.

Другой областью применения ВИЭ является замещение дизельных электростанций в удаленных местностях, не обеспеченных централизованным энергоснабжением. Такие местности с населением более 20 млн чел. составляют в настоящее время до 60–70% территории Российской Федерации [6]. Стоимость электроэнергии там, в связи с дорогостоящим дизельным топливом и большими затратами на его доставку, составляет 15–40 руб./кВт · ч, а в отдельных местностях доходит и до 100 руб./кВт · ч. Здесь наиболее выгодно использовать ВИЭ без всякой бюджетной поддержки.

В соответствии с результатами расчетов (табл. 1) ВЭС и СЭС обеспечивают и наибольший чистый доход на вложенный капитал, наибольший индекс доходности и наивысшую рентабельность инвестиций. Именно поэтому многие энергетические компании пришли к выводу, что нет уже смысла по экономическим соображениям вести строительство АЭС и ТЭС, а предпочтение следует отдавать технологиям на базе ВИЭ. И сегодня за счет ВЭС, СЭС и ГЭС вырабатывается уже четверть всей электроэнергии в мире [5].

Знаменательным можно считать, что такая всемирно известная компания как SIEMENS сокращает производство своих высокоэффективных газовых турбин из-за значительного снижения спроса на них.

Развитие энергетики на базе ВИЭ в РФ имеет ряд особенностей, связанных с ее историей и наличием колоссальных запасов природного газа — самого чистого энергетического топлива.

После 1917 г. создание отечественной энергетики стало насущной задачей, особенно обострившейся в период индустриализации страны. Война нанесла колоссальный ущерб всей экономике и возрождение энергетики как ее движущей силы было поставлено во главу угла. В этот период основной задачей было максимально быстрое восстановление разрушенного и создание новых мощностей. Экология энергетики отступила на второй план. Станции получались относительно дешевыми и быстро окупаемыми. Срок окупаемости капитальных вложений не превышал 6–7 лет. В последующие 25 лет повышение параметров и усложнение схем привело к постепенному удорожанию электростанций, увеличению сроков окупаемости капитальных вложений. Последующие годы привели к развитию кризисных явлений, дестабилизации экономики и развалу СССР, резкому росту инфляции, цен на оборудование и материалы. Неопределенность экономической ситуации привела практически к прекращению строительства новых электростанций, пока для привлечения новых инвестиций не были введены в действие договоры о предоставлении мощности (ДПМ).

После ввода в действие ДПМ общая установленная мощность электростанций в РФ начала быстро возрастать и к концу 2020 г. составила 245.3 ГВт. В то же время максимум электрической нагрузки, зафиксированный в том же 2020 г., составил всего 151.43 ГВт, т.е. более 38% мощностей оказались незагруженными до номинальных значений, что привело к ухудшению их показателей и росту тарифов на электроэнергию. Все это явилось следствием отсутствия продуманной государственной политики и стихийного подхода к сооружению новых энергоблоков без вывода из эксплуатации устаревших и учета развивающейся распределенной генерации.

Сейчас, по данным Ассоциации развития возобновляемой энергии, мощность ВИЭ равно 5.3 ГВт, или 2.1% мощности электростанций РФ. До 2035 г. в РФ будет введено 6.7 ГВт на базе ВИЭ [29].

Мощность ВИЭ в мире в 2021 г. возросла на 6%, или на 295 ГВт, несмотря на проблемы с поставками, простоем в строительстве и инфляцией. В 2022 г. мощность ВИЭ на фоне кризиса на рынках энергоносителей продолжила рост на 8%, или на 320 ГВт. Этот прирост по подсчетам МЭА эквивалентен объемам производства электроэнергии из газа. Солнечная энергия обеспечила 60% прироста мощности ВИЭ во многом за счет объектов коммунального хозяйства. Это стало возможным благодаря политике ЕС и Китая в отношении “зеленой” энергии (КНР в 2023 г. обеспечит 45% мирового роста мощностей ВИЭ) [29].

В этих условиях главенствующим направлением совершенствования становится снижение выбросов CO₂. Применительно к теплоэнергетике в первую очередь это зависит от КПД или удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Сегодня средний удельный расход топлива на электростанциях РФ составляет 306 г/кВт · ч. На станциях с ПГУ этот показатель редко превосходит 250 г/кВт · ч. В принципе, есть к чему стремиться. Приблизиться к этому показателю без вывода из эксплуатации уста-

ревших энергоблоков и проведении в рамках ДПМ-2 только капитального ремонта не представляется возможным. При этом важно отметить, что во второй очереди отбора проектов в рамках ДПМ-2 проекты с газотурбинной надстройкой выделены в отдельную группу для более детального рассмотрения. Это вселяет оптимизм. Однако хотелось бы видеть привязанный к генеральной схеме поэтапный план освоения газотурбинных технологий до 2035 г.

С угольной генерацией ситуация более сложная. Большинство угольных электростанций расположены в Сибири и на Дальнем Востоке. Бессмысленно в угоду борьбы с углеродным хвостом говорить об их закрытии или переводе на газовое топливо. Следует более внимательно рассмотреть возможности использования самых современных технологий, таких как суперсверхкритические параметры пара, сжигание в котлах с ЦКС, с предварительной газификации с ПГУ. На совершенствование этих и разработку совершенно новых технологий следует направить усилия научных и конструкторских организаций.

Дополнительные возможности в борьбе с выбросами CO_2 связаны с интенсивно развивающейся в настоящее время распределенной генерацией. Автономные солнечные и ветрогенераторы с той или иной системой хранения энергии (аккумуляторы тепловой и электроэнергии, выработка водорода и др.) вносят свой вклад в решение этой проблемы.

Отдельно следует остановиться на использовании углероднейтральных топлив. Естественные процессы их образования в природе связаны с поглощением CO_2 , а сжигание замыкает процесс круговорота углерода. Речь идет о биомассе.

Биомасса в России является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В нашей стране сосредоточены около 48% мировых запасов торфа и 23–24% древесины, огромные объемы отходов сельхозпроизводства. И именно в области энергетического использования биомассы в России предложены новые эффективные технические решения, которые могут вывести страну на передовые рубежи [10–15]. Новизна этих решений защищена целым блоком патентов РФ [16–24]. Патентообладатель – Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН).

Основные особенности систем генерации энергии на биомассе:

- повсеместное наличие во всех регионах РФ источников биомассы того или иного вида, пригодных для конверсии в электрическую и тепловую энергию;
- наличие большого количества биомассовых отходов лесопереработки, деревообработки, сельхозпереработки, твердых коммунальных отходов и т.п., которые могут быть использованы в качестве сырья для энергетических генерирующих установок;
- возможность организации длительной непрерывной работы высокоманевренных генерирующих установок на биомассе в диапазоне заданных мощностей при организации необходимых запасов исходного сырья;
- существенно более низкие в сравнении с традиционными удельные капитальные вложения в сооружение генерирующих установок и низкая себестоимость получаемой энергии из биомассы.

Эффективная отечественная технология конверсии биомассы, предложенная ОИВТ РАН, позволяет получать газовое топливо практически без жидкой фазы. Это позволяет использовать получаемый синтез-газ без дополнительной очистки в качестве топлива для газопоршневых агрегатов. Изменение свойств высококалорийных энергетических газов в зависимости от температуры процесса переработки биомассы представлено в табл. 2.

Основным достоинством технологии ОИВТ РАН является высокая степень конверсии перерабатываемой биомассы в энергетический газ. В существующих технологиях эта величина не превышает 25%, в технологии ОИВТ РАН достигает 78%. Сум-

Таблица 2. Параметры газовых смесей, получаемых при различных температурах процесса

Температура ведения процесса, °C	Объемная доля горючих компонентов			Теплота сгорания, МДж/м ³		Удельный объем, м ³ /кг	Эффективность конверсии, %
	H ₂	CO	C _n H _m	Q _B	Q _H	V	η
850	0.40	0.27	0.08	11.7	10.6	0.76	42
950	0.43	0.40	0.02	11.3	10.4	1.10	60
1000	0.49	0.41	0.01	11.7	10.6	1.39	78
Стандарт-ный пиролиз	0.23	0.19	0.13	10.4	9.6	0.29	15

марный выход горючих газов составляет 1.4 м³ на 1 кг биомассы, а средняя теплота сгорания – около 11.5 МДж/м³.

Предложенная ОИВТ РАН установка двухступенчатой термической конверсии отходов в синтез-газ (УСГ) работает наиболее эффективно при утилизации древесных органических отходов – опилок, стружек, щепы, коры, сельскохозяйственных отходов, а также органической части твердых коммунальных отходов (ТКО).

Не менее интересным и перспективным направлением использования биомассы является изготовление твердых пеллет, которые после применения разработанной ОИВТ РАН технологии торрефикации становятся устойчивым в различных условиях хранения высококалорийным твердым топливом. Сырьем для производства пеллет являются отходы деревообработки и сельхозотходы (солома, шелуха и т.п.). Использование биомассы позволяет создать оптимальное сочетание ВИЭ для обеспечения по возможности более равномерной выдачи энергии в течение суток, месяца и сезона с минимальной потребностью в дополнительном энергообеспечении или аккумулировании для гарантированного энергоснабжения потребителей.

Пример построения комбинированной системы энергоснабжения с использованием энергии солнца, ветра и биомассы рассмотрен в работе [3]. Этот пример подтверждает целесообразность и эффективность комбинированного использования ВИЭ для гарантированного энергоснабжения потребителей. Именно такие системы могут составить основу для реализации начала четвертого энергоперехода в России пока не будут отработаны надежные и дешевые накопители электроэнергии большой емкости.

В настоящее время в России началось ускоренное внедрение ВИЭ. Так, если в 2019 г. суммарная мощность всех СЭС составляла 550 МВт, а ВЭС – 80 МВт (рис. 2 [25]), то в 2020 г. были построены СЭС общей мощностью еще 285 МВт и ВЭС – 714 МВт и, помимо этого, сданы в эксплуатацию новые малые ГЭС общей мощностью 22.5 МВт [26]. Таким образом, на декабрь 2020 г. суммарная мощность всех генерирующих источников на базе ВИЭ в России превысила 1650 МВт (1.65 ГВт). К 2024 г. прогнозируется достижение мощности от ВИЭ около 8 ГВт [27], к 2035 г. только за счет госбюджета – 12 ГВт.

Существенной проблемой развития ВИЭ в РФ является стихийность этого процесса. Новые объекты с ВИЭ сооружаются бессистемно там, где появляются предложения от частных инвесторов, выигрывающих конкурсные торги. И строительство этих объектов никак не увязывается ни с энергообеспеченностью территорий от существующих электростанций, ни с утвержденной схемой размещения новых традиционных электростанций, ни с перспективным изменением потребности электроэнергии в регионах.

В результате имеют место случаи, когда появление новых объектов с ВИЭ приводит к снижению загрузки существующих электростанций и потери ими прибыли. В странах ЕС это уже привело к потерям в энергосистемах в объеме около US\$ 20 трлн [28].

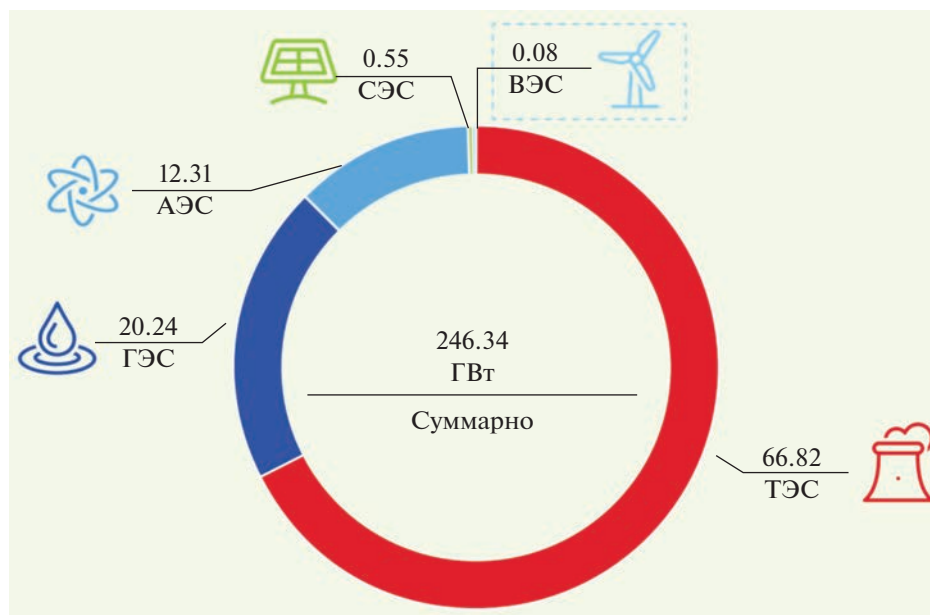


Рис. 2. Структура энергетических мощностей в РФ на начало 2020 г.

Вот здесь и появляется необходимость государственного регулирования в решении возникших проблем с разработкой целевых программ по оптимизации сопряжения возобновляемой и традиционной энергетики, разработками графиков замены отслуживших свои сроки генерирующих объектов на системы с ВИЭ и пр. Решение этих весьма сложных проблем в увязке с планами развития “зеленой” экономики в регионах должно быть поручено Министерству энергетики РФ с его ведомственными НИИ, головным академическим институтам – ОИВТ РАН и ИНЭИ РАН в партнерстве с региональными сетевыми проектными институтами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия включилась в мировой процесс стремительного развития ВИЭ, и, несмотря на то, что на ближайший 15-летний период предусмотрены достаточно скромные объемы ввода подобных источников, важен первый шаг в теперь уже осознанной политике государства.

Внедрение ВИЭ во всем мире сдерживается отсутствием надежных, долговечных и дешевых накопителей электрической энергии большой емкости. В условиях России начало четвертого энергоперехода может базироваться на создании систем с комбинированным использованием различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций. Эффективные системы конверсии биомассы в электрическую и тепловую энергию предложены ОИВТ РАН

Развитие систем с использованием ВИЭ должно производиться при четкой организации и планировании преобразования всей энергетической отрасли в России в целом и соответствовать целям и задачам программы реализации основных национальных проектов и роста экономики страны.

Напомним, что, в соответствии с решением Парижского Совещания 2015 г. по климату, перед мировым сообществом поставлена цель ограничить рост температуры на планете к 2050 г. в пределах 2°C. Эта цель может быть достигнута только в том случае, если к 2050 г. использовать не более 10% от уже открытых запасов углеводородных топлив. Если данный подход справедлив, то затраты на дальнейшую разведку и освоение новых месторождений могут быть существенно сокращены. Высвобождаемые же средства могли бы быть направлены на разработку и совершенствование перспективных методов производства энергии.

Сегодня значительную часть в формировании государственного бюджета занимают отчисления от продажи за границу газа, нефти и угля. Однако при снижении спроса на ископаемое топливо доходы бюджета упадут. По оценкам западных аналитиков у России остается не более 10–15 лет на то, чтобы найти новые источники пополнения бюджета. При снижении спроса на углеводородное топливо развитие экономики потребует одновременного роста потребляемой электроэнергии. Поэтому напрашивается естественное решение: продолжить развитие электроэнергетики страны, повышая эффективность, для чего сегодня есть все условия, и обеспечить ее экспорт за рубеж в сочетании с водородом, продукцией газо-нефтехимии, топливными пеллетами. Эти и другие инновационные предложения должны найти свое отражение в Энергетической стратегии страны до 2050 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения / Зайченко В.М., Чернявский А.А. // Промышленная энергетика. 2016. № 1. С. 2–8.
2. Концепция развития распределенной энергетики в России / Батенин В.М., Зайченко В.М., Леонтьев А.И., Чернявский А.А. // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 1. С. 3–8.
3. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии / Зайченко В.М., Чернявский А.А. // Энергетическая политика. 2020. № 10 (152). С. 90–103.
4. Глобальный отчет состояния возобновляемой энергетики 2016. Renewable Energy Policy Network for the 21st century – REN21. 2017. www.ren21.net/gsr
5. Альтернативные амбиции: особый путь России к ВИЭ / Карыгина Е. // Энергетическая политика. 2020. № 3 (145). С. 54–63.
6. *Фортков В.Е., Попель О.С.* Энергетика в современном мире. Долгопрудный: изд. дом “Интеллект”, 2011. 168 с., ил.
7. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р.
8. Конференция по климату в Париже (COP21). Википедия. 2015.
9. Инфраструктурные накопители в энергетике / Бушуев В.В., Новиков Н.Л. // Энергетическая политика. 2020. № 10 (152). С. 74–89.
10. *Зайченко В.М., Чернявский А.А.* Автономные системы энергоснабжения. М.: ООО “Издательский дом “НЕДРА”, 2015. 285 с., ил. ISBN 978-5-8365-0458
11. *Батенин В.М., Бессмертный А.В., Зайченко В.М. и др.* Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях. 2010. www.elibrary.ru.
12. *Батенин В.М., Зайченко В.М., Косов В.Ф. и др.* Пиролитическая конверсия биомассы в газообразное топливо // М.: Наука, 2012. Т. 446. № 2. С. 179. ISSN 0869–5652
13. *Larina O.M., Zaichenko V.M.* Energy production from Chicken Manure by Pyrolysis and Torrefaction // Proceedings of the 25th European Biomass Conference and Exhibition EUBCE-2017. Stockholm, Sweden. 2017. P. 1205–1209.
14. *Larina O.M., Sinelshchikov V.A., Sitchev G.A.* Comparison of Thermal Conversion Methods of Different Biomass Types into Gaseous Fuel // Journal of Physics Conference Series. 2016. V. 774/012137. doi.101088/1742-6596/77 4/1/012137
15. *Директор Л.Б., Зайченко В.М., Исьемин Р.Л., Чернявский А.А., Шевченко А.Л.* Сравнение эффективности реакторов низкотемпературного пиролиза биомассы // Теплоэнергетика. 2020. № 5. С. 60–69.
16. Патент РФ № 2359007 – Способ получения углеводородного топлива, технического водорода и углеродных материалов из биомассы. 2008.

17. Патент РФ № 2378319 – Способ получения углеводородного топлива и углеродных материалов из биомассы. 2008.
18. Патент РФ № 2380395 – Способ пиролизной переработки биомассы. 2010.
19. Патент РФ № 2698829 – Установка пиролитической переработки твердых углеродсодержащих материалов. 2019.
20. Патент РФ № 136799 – Комплекс энерготехнологический многофункциональный переработки биомассы. 2013.
21. Патент РФ № 136801 – Энергетический комплекс с торрефикатором биомассы. 2013.
22. Патент РФ № 161775 – Установка торрефикации гранулированной биомассы. 2016.
23. Патент РФ № 169133 – Реактор торрефикации. 2017.
24. Патент РФ № 175131 – Реактор для термической торрефикации биомассы. 2017.
25. Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинга регионов России за 2019 год. СПб.: Российская ассоциация ветроиндустрии – Московская школа управления Сколково, 2020. 76 с., ил.
26. Отрасль ВИЭ в России поставила в 2020 г. сразу несколько рекордов / Жихарев А. // Энергетика и промышленность России. 2020. № 23 (403).
27. Россия может остаться за бортом энергоперехода / Восканян Е. // Энергетика и промышленность России. 2020. № 23 (403).
28. Традиционная энергетика потеряет 20 трл. долларов из-за возобновляемых источников энергии. EEnergy Media / Electrovesty.net, июль, 2018.
29. Сектор ВИЭ наращивает мощность на фоне кризиса сырьевого рынка / Газета “Коммерсантъ”. 2022. № 81. www.kommersant.ru

Development of “Green” Energy in Russia

V. M. Batenin^a, V. M. Zaichenko^{a, *}, and A. A. Chernyavsky^a

^a*Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, Russia*

^{*}*e-mail: zaitch@oivtran.ru*

The article presents the main factors influencing the country’s transition to a “green” energy, as opposed to the energy, the development of which is accompanied by large-scale environmental pollution, as well as the accumulation of a significant amount of production and consumption waste. The results of comparative calculations of the main parameters for traditional and non-traditional power plants for the conditions of Russia are considered. The comparison was made for nuclear power plants, thermal power plants operating on coal and on natural gas; hydroelectric power station; as well as network wind farms and solar power plants – without accumulation. It is shown that a promising direction in the construction of wind and solar power plants, as well as other generating facilities based on RES, is to cover the own energy needs of various enterprises and organizations. The proposed direction of energy development is promising and economically beneficial also due to the fact that biomass in our country is one of the most common types of renewable energy sources. About 48% of the world’s peat reserves and 23–24% of timber are concentrated in Russia, as well as huge amounts of agricultural waste. The article proposes effective technical solutions in the field of energy use of biomass. It is shown that for Russia a promising direction for the modernization of the existing energy supply system is the combined use of various types of renewable energy sources and local bioenergy resources that complement each other and provide guaranteed energy supply to consumers while minimizing the required investments.

Keywords: carbon neutral energy, CO₂ reduction, biofuels, waste management, distributed energy, renewable energy, green energy