

Экономическая эффективность накопителей электроэнергии при интеграции электростанций на возобновляемых источниках энергии в энергосистеме

Трегубова Екатерина Алексеевна

Канд. экон. наук, доц. каф. экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе
ORCID: 0000-0002-0922-7055, e-mail: ea_tregubova@guu.ru

Городилов Михаил Андреевич

Студент
ORCID: 0009-0008-0009-5781, e-mail: goromish@yandex.ru

Люшнин Леонид Станиславович

Студент
ORCID: 0000-0002-9066-1587, e-mail: lls77-77@mail.ru

Государственный университет управления, г. Москва, Россия

Аннотация

Рассмотрены особенности основных механизмов обеспечения гибкости, ограничения к их применению, ценовые характеристики. Отмечены преимущества оснащения генерации на возобновляемых источниках энергии (далее – ВИЭ) накопителями электроэнергии. Проанализированы инвестиционные и эксплуатационные расходы по накопителю для мощности 60 кВт, их соотношение с соответствующими затратами по солнечным электростанциям. На основании модельных расчетов проведена оценка изменения средней стоимости производимой электроэнергии (LCOE) при дополнении солнечной электростанции накопителем. Показано, что оснащение солнечной электростанции накопителем, несмотря на высокие капитальные затраты, приведет к росту стоимости электроэнергии в среднем за весь период эксплуатации только на 3–17 % вследствие ожидаемого увеличения загрузки и объемов производства электроэнергии, а также прогнозируемого снижения стоимости накопителей. При этом будет обеспечено существенное повышение устойчивости энергосистемы. Отмечена необходимость ужесточения требований по коэффициентам использования установленной мощности электростанций и приоритета проектов с накопителями при конкурсном отборе ВИЭ-генерации по программам договоров поставки мощности.

Ключевые слова

Электроэнергетика, возобновляемые источники электроэнергии, накопители электроэнергии, нормированная стоимость электроэнергии (LCOE), экономическая эффективность, гибкость энергосистемы, коэффициент использования установленной мощности

Для цитирования: Трегубова Е.А., Городилов М.А., Люшнин Л.С. Экономическая эффективность накопителей электроэнергии при интеграции электростанций на возобновляемых источниках энергии в энергосистеме // Вестник университета. 2024. № 10. С. 150–160.



Economic efficiency of energy storage systems for renewable energy power plants integration in the energy system

Ekaterina A. Tregubova

Cand. Sci. (Econ.), Assoc. Prof. at the Economics and Management in the Fuel and Energy Sector Department
ORCID: 0000-0002-0922-7055, e-mail: ea_tregubova@guu.ru

Mikhail A. Gorodilov

Student
ORCID: 0009-0008-0009-5781, e-mail: goromish@yandex.ru

Leonid S. Lyushnin

Student
ORCID: 0000-0002-9066-1587, e-mail: lls77-77@mail.ru

State University of Management, Moscow, Russia

Abstract

The features of the main flexibility mechanisms, limitations to their application, and price characteristics have been considered. The advantages of equipping RES-based generation with energy storage devices have been noted. Investment and operating costs of a storage device for 60 kW capacity and their ratio with the corresponding costs of solar power plants have been analyzed. On the basis of model calculations, the change in the levelized cost of electricity (LCOE) when a solar power plant is supplemented with a storage device has been estimated. It has been shown that equipping a solar power plant with an accumulator, despite high capital costs, will lead to an increase in the electricity cost on average for the entire period of operation by only 3–17 % due to the expected increase in utilization and volume of electricity production, as well as the projected decrease in the cost of accumulators. At the same time, a significant increase in the energy system stability will be ensured. It has been noted that it is necessary to tighten the requirements for the installed capacity utilization rates of power plants and to give priority to projects with storage facilities in the competitive selection of RES generation under capacity supply contract programs.

Keywords

Electric power industry, renewable energy sources, energy storage system, levelized cost of electricity (LCOE), economic efficiency, power system flexibility, capacity factor

For citation: Tregubova E.A., Gorodilov M.A., Lyushnin L.S. (2024) Economic efficiency of energy storage systems for renewable energy power plants integration in the energy system. *Vestnik universiteta*, no. 10, pp. 150–160.



ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одними из ведущих трендов в энергетике являются активное развитие и массовое внедрение в энергосистемы генерации электроэнергии на возобновляемых источниках энергии (далее – ВИЭ), или «зеленой» энергетики. В авангарде данного типа генерации идет использование энергии ветра – генерация на ветроэлектростанциях (далее – ВЭС) – и солнца – генерация на солнечных электростанциях (далее – СЭС).

Развитие генерации электроэнергии на ВИЭ способствует достижению цели снижения выбросов вредных веществ в атмосферу и уменьшения антропогенного воздействия на климат, как было обозначено в Киотском протоколе и в пришедшем ему на смену Парижском соглашении. Данные документы были подписаны большим количеством стран, включая Российскую Федерацию (далее – РФ, Россия), которая поставила перед собой задачу не просто снизить выбросы, но и добиться углеродной нейтральности энергобаланса к 2060 г., что обозначено в Климатической доктрине РФ, принятой в 2023 г.¹

Стоит также отметить, что развитие «зеленой» энергетики будет способствовать снижению зависимости от ископаемого топлива стран, небогатых природными ресурсами, и изолированных удаленных районов России. Тем не менее активная интеграция станций на ВИЭ в энергосистему страны, главным образом в Объединенную энергосистему Юга (далее – ОЭС Юга), сопровождается целым рядом негативных последствий и требует дополнительной оценки технологической и экономической целесообразности.

Целью настоящего исследования является изучение возможного изменения стоимости электроэнергии при дополнении электростанций ВИЭ системами накопления электроэнергии в целях повышения равномерности их загрузки и обеспечения устойчивости энергосистемы.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ НА СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В рамках исследования изучены технико-экономические показатели работы ВЭС и СЭС (коэффициенты использования установленной мощности, участие в графике нагрузки, стоимость производимой электроэнергии), выполнен анализ структуры мощности ОЭС Юга, состава затрат на сооружение и эксплуатацию систем накопления электроэнергии (далее – СНЭ). Также проанализированы методика расчета и прогнозируемые значения параметра LCOS (нормированной стоимости хранения электроэнергии), используемого для сравнения эффективности накопителей электроэнергии.

Оценка влияния применения систем накопления электроэнергии на величину стоимости электроэнергии, производимой ВИЭ-генерацией, выполнена на основании показателя LCOE – нормированной стоимости электроэнергии, характеризующей ту стоимость, которая при заданных экономических характеристиках окупала бы проект. LCOE используется с середины 1980-х гг. для сравнительного анализа альтернатив при реализации коммерческих проектов сооружения новых электростанций.

Определение данного показателя осуществляется по общепринятой формуле на основании равенства, в левой части которого представлена сумма показателей годовой выручки от продажи электроэнергии за планируемый период эксплуатации ВИЭ генерации, дисконтированных с учетом изменения стоимости денег во времени $(1+d)^t$, а в правой части – сумма затрат по строительству и эксплуатации объекта, также дисконтированных с учетом фактора времени [1]:

$$\sum_{t=1}^T \frac{LCOE \cdot W_t \cdot (1 - \alpha_{\text{собств. нужд.}})}{(1+d)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CAPEX_t + \text{Топл}_t + O\&M_t + \text{Дем}_t + \text{Выбр}_t}{(1+d)^t}. \quad (1)$$

Показатели годовой выручки в выражении (1) представляют произведение цены электроэнергии, постоянной на протяжении всего жизненного цикла ВИЭ генерации (LCOE), и годовых объемов отпуска электроэнергии $W_t \cdot (1 - \alpha_{\text{собств. нужд.}})$. С учетом математических преобразований (выноса постоянного члена за знак суммы $\sum$) получаем формулу для расчета LCOE:

¹ Указ Президента Российской Федерации от 26 октября 2023 г. № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации». Режим доступа: <https://www.garant.ru/hotlaw/federal/1654772/> (дата обращения: 04.08.2024).

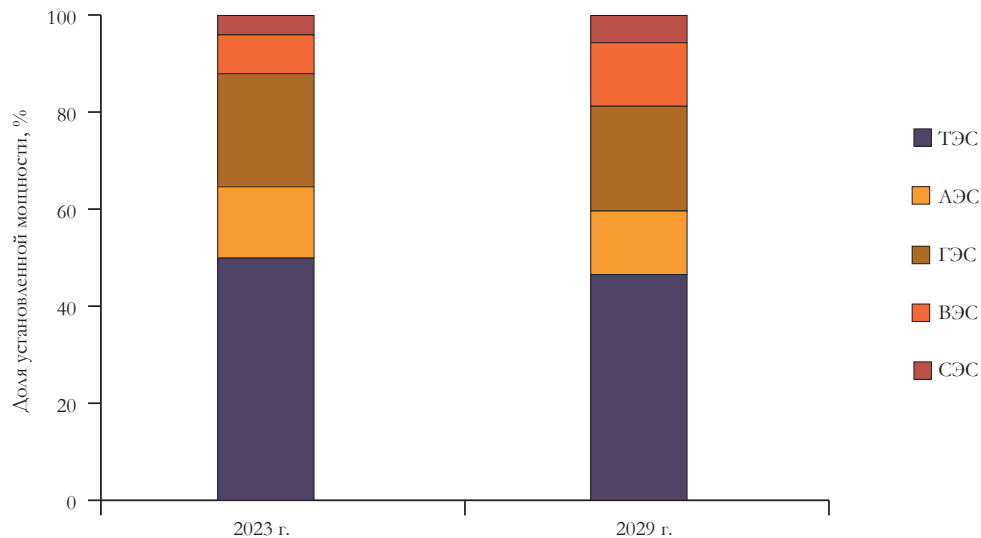
$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{CAPEX_t + \text{Топл}_t + O\&M_t + \text{Дем}_t + \text{Выбр}_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{W_t \cdot (1 - \alpha_{\text{собств.нужд.}})}{(1+d)^t}}, \quad (2)$$

где $LCOE$ – нормированная стоимость электроэнергии, руб./кВт/ч, $CAPEX_t$ – капитальные вложения в год t , руб., Топл_t – топливные затраты в год t , руб., $O\&M_t$ – эксплуатационные затраты в год t , руб., Дем_t – затраты на демонтаж в год t , руб., Выбр_t – затраты за оплату выбросов в год t , руб./т CO_2 , W_t – выработка электроэнергии в год t , кВт/ч, d – ставка дисконтирования, %, $\alpha_{\text{(собств.нужд.)}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, %, T – заданный срок окупаемости проекта, лет.

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ МОЩНОСТИ ОЭС ЮГА

В России главной площадкой для строительства станций ВИЭ стала ОЭС Юга. По состоянию на начало 2023 г. 87 % мощностей ВЭС и 51 % мощностей СЭС страны были расположены именно на ее территории. Причинами для развития «зеленой» энергетики на юге России являлись климатические факторы: для ветра на Юге есть огромные равнинные площади суши и побережья Черного, Азовского и Каспийского морей, а также на данной территории значительно сильнее солнечная инсоляция по сравнению с другими регионами.

В период с 2014 г. по 2023 г. установленная мощность объектов ВИЭ генерации в ОЭС Юга увеличилась многократно: ВЭС – в 24 раза, СЭС – в 2,72. На конец 2023 г. установленная мощность ВЭС составила 2 223,25 МВт, СЭС – 1 115,43 МВт, что привело к существенной доле ВИЭ в балансе мощности – 8,04 и 4,03 % соответственно. Согласно Схеме и программе развития электроэнергетических систем России, на период 2024–2029 гг. ожидаются вводы дополнительных мощностей генерации ВИЭ: ВЭС – 1,795 тыс. МВт (Волгоградская область, Ставропольский край, Ростовская область, Республика Дагестан, Астраханская область), СЭС – 635 МВт (Чеченская Республика, Республика Калмыкия, Республика Дагестан, Астраханская область)³. С учетом всех вводов и выводов мощностей доля установленной мощности ВЭС в балансе к 2029 г. составит 13,1 %, а СЭС – 5,6 % (рисунок).



Примечание: ТЭС – теплоэлектростанция, АЭС – атомная электростанция, ГЭС – гидроэлектростанция

Источник⁴

Рисунок. Структура установленной мощности электростанций ОЭС Юга в 2023–2029 гг.

² Ассоциация развития возобновляемой энергетики. Статистика. <https://rreda.ru/industry/statistics/> (дата обращения: 04.08.2024).

³ Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 ноября 2023 г. № 1095 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 гг.». Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/25434> (дата обращения: 04.08.2024).

⁴ Там же.

Следует отметить, что доля генерации ВИЭ в структуре производства электроэнергии ОЭС Юга практически в два раза ниже доли в структуре мощности. Так, по данным отчета Системного оператора ЕЭС России за 2021 г., объем выработки электроэнергии на СЭС составил 1 156,8 млн кВт/ч., или чуть более 1 %, объем выработки ВЭС – 3 392,4 млн кВт/ч., или 3,08 %⁵. Данное расхождение свидетельствует о низкой интенсивности использования мощности электростанций ВИЭ, что подтверждают показатели коэффициентов использования установленной мощности (далее – КИУМ) генерации данного типа. В частности, текущий КИУМ ВЭС и СЭС в ОЭС Юга не превышает 14 %, что заметно ниже КИУМ традиционной генерации гидроэлектростанций и теплоэлектростанций в энергосистеме Юга, составляющего 38–39 % [2].

Финансирование строительства ВИЭ в России на данный момент в большей степени осуществляется за счет договоров на поставку мощности ВИЭ (далее – ДПМ ВИЭ). Программа ДПМ ВИЭ 1.0 закончится в 2024 г., а с 2025 г. начнет действовать программа ДПМ ВИЭ 2.0, проекты по которой уже частично было отобраны.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СЭС И ВЭС

Особенностью солнечной и ветровой генерации является прямая зависимость их выработки от погодных и климатических условий, что выступает причиной сложности интеграции электростанций ВИЭ в работу действующей энергосистемы, снижения ее устойчивости и надежности.

Ветер – непостоянное явление, его скорость и стабильность увеличиваются с высотой, поэтому башни ВЭС стараются строить как можно более высокими. Также активно развивается офшорная ветроэнергетика – строительство ВЭС в море, где параметры ветра лучше. Солнечная генерация может осуществляться только в дневные часы, постепенно увеличивая выработку от утра к полудню и снижая к вечеру. Помимо этого, на СЭС влияет фактор облачности – при ее повышении снижается выработка. Стоит отметить, что ее объемы изменяются и под влиянием сезонности – для России зимой инсоляция и продолжительность светового дня ощутимо меньше.

На эффективность работы ВИЭ-станций влияет эффект curtailment, заключающийся в ограничении выработки электроэнергии для данного типа станций в периоды, когда она превышает потребление⁶. Генерация на ВИЭ непостоянна даже в течение одного часа. Изменение выдаваемой мощности ВЭС может составлять до 50 % от установленной мощности за 15 мин., а у СЭС – до 90 % за две мин. [3].

Из-за подачи ВИЭ генерацией ценопринимających заявок имеет место вытеснение более дорогих источников генерации из графика нагрузки. На оптовом рынке станции, работающие на ВИЭ, подают ценопринимające заявки на рынке на сутки вперед (далее – РСВ). Возможность подачи таких заявок у данных станций обусловлена тем, что у них отсутствуют переменные (топливные) издержки. В результате на рынке возникает эффект «ценового каннибализма», который заключается в том, что ВИЭ-станции снижают равновесную цену, тем самым уменьшая собственную выручку с РСВ и выручку других станций [4]. Снижение собственной выручки для «зеленых» источников энергии означает увеличение срока окупаемости и большие размеры финансовой поддержки.

ИНТЕГРАЦИЯ ВИЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ И МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГИБКОСТИ

Выделяют четыре этапа по интеграции установленной мощности ВИЭ в энергосистему:

- 1) мощности ВИЭ составляют менее 3 % от установленной мощности в энергосистеме;
- 2) мощности ВИЭ составляют от 3 до 13 % от установленной мощности в энергосистеме;
- 3) мощности ВИЭ составляют от 13 до 25 % от установленной мощности в энергосистеме;
- 4) мощности ВИЭ составляют от 25 до 50 % мощности в энергосистеме [3].

При этом отмечается, что особенно заметно ВИЭ-генерация начинает влиять на режим работы энергосистемы, когда установленная мощность становится выше 13 % от всей мощности. Неконтролируемое увеличение доли ВИЭ в итоге может стать причиной разбалансировки энергосистемы и ее отказа. В подобных условиях особую важность для развития возобновляемой энергетики приобретают механизмы обеспечения гибкости энергосистемы.

⁵ Системный оператор Единой энергетической системы. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 г. Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf (дата обращения: 04.08.2024).

⁶ Полная стоимость интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России: влияние факторов геопространственной оптимизации. Режим доступа: <https://kept.ru/news/polnaya-stoimost-integratsii-vie-v-oes-yuga-rossii/> (дата обращения: 04.08.2024).

Гибкость энергосистемы возможно обеспечить за счет использования маневренных резервных мощностей, накопителей электроэнергии, увеличения пропускной способности, в том числе за счет строительства новых линий электропередач (далее – ЛЭП) для компенсации недостатка генерации в системе или передачи избытка в другие энергосистемы. Также для повышения гибкости возможно использование механизма «управления спросом», который сейчас запущен как пилотный проект и реализуется посредством агрегаторов спроса, но уже в ближайшем будущем планируется его внедрение в механизм оптового рынка электроэнергии и мощности.

Маневренность станций предполагает наличие у нее способности быстро набирать и сбрасывать мощность. Такими свойствами обладают гидроэлектростанции, гидроаккумулирующие электростанции, газотурбинные установки. Данная характеристика позволяет им обеспечить выработку электроэнергии, когда ВЭС и СЭС вследствие своих особенностей не могут производить электроэнергию, а также снижать выработку при избытке генерации на ВИЭ. Однако экономические аспекты резервирования маневренной мощности в энергосистеме в условиях конкурентного рынка сложно урегулировать. Владельцы маневренной генерации не заинтересованы в частом и непредсказуемом изменении нагрузки, так как это сопровождается дополнительными расходами топлива и существенно затрудняет планирование производственной деятельности. Строительство гидроаккумулирующих электростанций требует значительных капитальных затрат и сопровождается изменением рельефа, водного баланса местности, что не всегда допустимо по экологическим причинам.

Механизм «управления спросом» позволяет регулировать потребность в электроэнергии в энергосистеме, сглаживая график нагрузки потребителей или подстраивая его под работу системы. С его помощью можно за вознаграждение снижать необходимый объем потребления в часы провала нагрузки на ВЭС и СЭС. Он также позволяет снизить цену на электроэнергию, поскольку при большой нагрузке в покрытии спроса используются наименее эффективные и дорогие станции, которые и определяют цену в этих часах, а при снижении спроса не будет необходимости в применении данных мощностей⁷.

Увеличение пропускной способности ЛЭП возможно обеспечить за счет повышения напряжения, строительства дополнительных линий, расщепления фазы, увеличения поперечного сечения провода, но как механизм обеспечения гибкости оно может быть использовано только при наличии потребителей, готовых к переменному графику нагрузки, то есть в комплексе с технологиями агрегирования спроса [5].

Указанные недостатки отсутствуют при оснащении ВЭС и СЭС системами накопления электроэнергии (СНЭ, накопителями), которые дают возможность запасать электроэнергию в часы избытка ее в системе и выдавать ее в сеть, когда наблюдается дефицит генерации. В часы, когда электроэнергия в избытке, накопители запасают электроэнергию, а в моменты, когда необходимо покрыть пик нагрузки или наблюдается дефицит электроэнергии из-за провала нагрузки на ВЭС и СЭС, выдают ее обратно в сеть. С учетом особенностей работы оптового рынка электроэнергии при ее избытке будет наблюдаться снижение цен, а при уменьшении предложения – рост. Таким образом, накопители позволяют не только повысить равномерность загрузки ВИЭ-электростанций и устойчивость энергосистемы, но и получать дополнительную прибыль из-за волатильности цен.

В 2022 г. филиал Системного оператора Башкирское РДУ совместно с группой компаний «Хевел» провели успешные испытания систем накопления электроэнергии Бурзянской СЭС. Емкость систем накопления составила 8 МВт/ч и обеспечивала 80 % резервирование ее мощности (10 МВт)⁸. Однако при оценке экономической эффективности использования СНЭ нужно учитывать фактор потерь электроэнергии при зарядке, разрядке и хранении.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ВИЭ-ГЕНЕРАЦИИ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЗМОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГИБКОСТИ

Целесообразность строительства электростанций может быть обоснована с помощью показателя LCOE, который показывает среднюю цену производства электроэнергии, обеспечивающую компенсацию всех капитальных и эксплуатационных затрат с учетом минимально допустимой прибыли. Прямой

⁷ Системный оператор Единой энергетической системы. О технологии ценозависимого потребления. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/dr/> (дата обращения: 04.08.2024).

⁸ Системный оператор Единой энергетической системы. Системный оператор и Хевел впервые в России испытали работу солнечной электростанции с накопителями электроэнергии в изолированном режиме. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/18838/> (дата обращения: 04.08.2024).

особенностью в определении LCOE у СЭС и ВЭС является большая доля капитальных затрат и низкие эксплуатационные затраты из-за отсутствия топливных издержек. Технический прогресс, масштабирование производства материалов и комплектующих для ВИЭ-генерации, увеличение коэффициентов полезного действия и КИУМ приводят к снижению LCOE по данным типам электростанций.

В 2018 г. некоммерческим партнерством «Совет рынка» были определены LCOE солнечных и ветряных электростанций – 10,5–11,5 руб./кВт/ч для ВЭС и 24,5 руб./кВт/ч для СЭС [6]. Такие значения свидетельствовали о крайней экономической неэффективности проектов строительства этих электростанций. Тем не менее со временем прогнозируется снижение LCOE ВЭС и СЭС. Администратор торговой системы ежегодно проводит отборы строительства объектов ВИЭ по критерию показателя эффективности – аналогу LCOE. По результатам отбора 2023 г. этот показатель для ВЭС составил уже 4,2–5,7 руб./кВт/ч, а для СЭС 7,5–8,5 руб./кВт/ч, то есть был ниже уровней 2018 г. в два–три раза⁹. Несмотря на положительную динамику, значения LCOE ВЭС и СЭС остаются выше оптовой цены на электроэнергию в 3–8 раз, недостаток выручки компенсируется генерацией ВИЭ за счет механизма рынка мощности ДПМ ВИЭ. При массовой интеграции СЭС и ВЭС в энергосистему нужно иметь в виду, что использование необходимых механизмов обеспечения гибкости приведет к удорожанию проектов ВИЭ.

Затраты по различным типам механизмов обеспечения гибкости не универсальны для ВИЭ генераторов и в каждом конкретном случае будут определяться исходя из множества факторов, характеризующих:

- 1) наличие резервов мощности в энергосистеме;
- 2) долю маневренных генераторов в структуре мощностей;
- 3) пропускную способность сетей внутри энергосистемы и между энергосистемами;
- 4) географическое положение, природные, гидрологические и климатические условия;
- 5) экономическую и промышленную развитость региона, определяющую графики потребления и возможности использования механизмов управления спросом;

6) концентрацию или рассредоточенность объектов ВИЭ-генерации в регионе (чем более географически рассредоточены такие станции, тем меньше будет необходимости в обеспечении гибкости из-за сглаживания их общей выработки, пиков и провалов нагрузки).

При наличии значительных резервов мощности в энергосистеме и достаточной пропускной способности сети мощность маневренных генераторов может быть ниже колебаний мощности ВИЭ. Также стоит учитывать, что обеспечение достаточной пропускной способности ЛЭП и маневренных мощностей генерации, компенсирующих просадки или избытки генерации станций на базе ВИЭ, не дает гарантии, что прочие генераторы будут готовы к снижению или набору нагрузок в необходимых объемах при изменении выработки «зеленой» генерации. Следовательно, для обеспечения устойчивости энергосистемы целесообразно строительство не единичных объектов ВИЭ, но комбинированных комплексов, совмещающих выработку на традиционных источниках и ВИЭ. Такой подход к использованию генерации ВИЭ применяется на севере, где вопросы обеспечения надежности жизненно важны.

Поскольку капитальные и эксплуатационные затраты, сроки службы по механизмам обеспечения гибкости сильно различаются, удельные затраты при сравнении различных механизмов должны учитывать все расходы, имеющие место на протяжении всего жизненного цикла их применения (как капитальные, так и эксплуатационные). В частности, капитальные затраты на сооружение маневренных гидроаккумулирующих станций (далее – ГАЭС) и накопителей могут быть выше, чем по газотурбинным установкам. При этом эксплуатационные затраты на газотурбинных установках, напротив, ввиду наличия топливной составляющей будут выше, чем на ГАЭС и накопителях.

Механизмы «управления спросом», позволяя оперативно снижать потребление при пиках нагрузки и провалах в выработке на СЭС и ВЭС, не требуют капитальных вложений. Однако существует ежемесячная плата агрегаторам спроса за мощность, на которую они готовы снизить свое потребление на определенное время. Так, в ноябре 2023 г. по итогам конкурентного отбора средневзвешенная цена оказания услуг по управлению спросом в первой ценовой зоне составила 459 324,27 руб./МВт в месяц, во второй – 135 181,07 руб./МВт в месяц. Тогда было отобрано в первой ценовой зоне оптового рынка 298,04 МВт, во второй – 283,43 МВт¹⁰.

⁹ Администратор торговой системы. Результаты отборов проектов. <https://www.atsenergo.ru/vie/proresults> (дата обращения: 04.08.2024).

¹⁰ Системный оператор Единой энергетической системы. На ноябрь 2023 года отобрано 20 агрегаторов управления спросом. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/23300/> (дата обращения: 04.08.2024).

В открытых источниках приведены данные по удельной нормированной стоимости накопления электроэнергии с использованием накопителей различного типа LCOS (Levelized cost of storage). Данный показатель определяется как отношение суммы всех капитальных и эксплуатационных расходов за период срока службы накопителя к кумулятивной генерируемой накопителем энергии по общепринятой формуле [7]:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{O\&M_t + E_{auxt}}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{W_{0t}}{(1+d)^t}}, \quad (3)$$

где $LCOS$ – нормированная стоимость хранения электроэнергии, руб./кВт/ч, E_{auxt} – стоимость запасенной электроэнергии за год t , руб., W_{0t} – количество электроэнергии, выданной накопителем в сеть в год t , кВт/ч, $CAPEX_t$ – капитальные вложения в год t на накопитель, руб., $O\&M_{Fixed}$ – годовая стоимость затрат на эксплуатацию и обслуживание накопителя, руб.

Формула расчета LCOS отличается от формулы расчета LCOE (2) учетом наряду с эксплуатационными затратами, а также ежегодными затратами на покупку электроэнергии для зарядки накопителей.

На рынке предлагаются различные типы накопителей, различающиеся как по сферам применения, так и по стоимости:

- литий-железо-фосфатные (Lithium-ion LFP);
- литий-никель-марганец-кобальт-оксидные (Lithium-ion NMC);
- свинцово-кислотные (Lead Acid);
- ванадиевые проточные окислительно-восстановительные батареи (Vanadium Redox Flow);
- цинковые (Zinc);
- ГАЭС (PSH);
- системы хранения сжатого воздуха (CAES);
- гравитационные (Gravitational);
- термальные (Thermal);
- системы хранения водородной энергии (Hydrogen).

Самыми дешевыми из накопителей в настоящее время являются литий-железо-фосфатные накопители и системы хранения сжатого воздуха (0,1–0,2 долл. США/кВт/ч), а самыми дорогими – свинцово-кислотные накопители (1,3 долл. США/кВт/ч). При этом накопители на основе сжатого воздуха и ГАЭС эффективно себя показывают при длительном хранении энергии – 8–100 ч, в то время как литий-железо-фосфатные – при коротком периоде хранения до 6 ч¹¹. Поскольку в составе эксплуатационных расходов СНЭ по формуле LCOS учитывается стоимость запасенной электроэнергии, данный показатель корректно учитывать для оценки конкурентоспособности накопителя как изолированного самостоятельного источника электроэнергии. Для оценки конкурентоспособности СНЭ в комплексе с ВИЭ генерацией можно использовать формулу LCOE, но для расчета необходимы данные по инвестиционным и эксплуатационным затратам как ВИЭ-, так и СНЭ-генерации.

По оценке акционерного общества «Фонд Форсайт», реализующего проекты в области Интернета энергии, удельные капитальные затраты на накопитель для мощности 60 кВт составляют 52 774 руб./кВт, годовые удельные затраты на эксплуатацию накопителей – 1 941,6 руб./кВт, что соответствует 3,7 % от удельных капитальных затрат (табл. 1). В структуре инвестиционных затрат на накопители примерно 70 % составляет стоимость аккумуляторной батареи.

Таблица 1

Затраты по накопителю для генератора 60 кВт

Элементы затрат	Величина, руб.	Элементы затрат и составляющие	Ед. изм.	Величина
Инвестиции		Годовые эксплуатационные расходы		
Инвертор	845 000,0	Расходы на электроэнергию	руб.	99 597,6

¹¹ PNNL. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022. Режим доступа: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf> (дата обращения: 04.08.2024).

Окончание табл. 1

Элементы затрат	Величина, руб.	Элементы затрат и составляющие	Ед. изм.	Величина
Аккумуляторная батарея	2 160 600,0	Расход электроэнергии всего, в том числе	кВт/ч/год	18 444,0
Монтаж, материалы и дополнительное оборудование	160 843,0	на собственные нужды		10 512,0
		потери		1 440,0
		климат		6 492,0
		тариф	руб./кВт/ч	5,4
		обслуживание инвертора	руб.	16 900,0
Всего	3 166 443,0	Всего	–	116 497,6
То же на 1 кВт	52 774,1	То же на 1 кВт	–	1 941,6

Источник¹²

По реализованным проектам строительства СЭС в ОЭС Юга наименьшими удельными капитальными затратами характеризуется Аршанская СЭС – 64 тыс. руб./кВт, что практически соответствует предельному уровню на 2024 г. (65 тыс. руб./кВт), установленному Правительством РФ¹³. Предельные эксплуатационные затраты по СЭС (для розничных рынков) на 2024 г. установлены в размере 3, 33 тыс. руб./кВт в год¹⁴. Таким образом, инвестиционные затраты на накопители составляют примерно 80 % от инвестиций в СЭС, годовые затраты на эксплуатацию накопителей – 50–60 % от годовых эксплуатационных затрат на СЭС. При этом эксперты отмечают, что в последние годы на мировом рынке цены на батареи демонстрировали устойчивую тенденцию к снижению (на 20 % в год). К 2030 г. прогнозируется снижение стоимости аккумуляторов на 50–60 %.

При условии существования эффекта перепроизводства электроэнергии (curtailment) на СЭС, ограничивающего выработку ВИЭ-станций, установка накопителей позволит существенно увеличить КИУМ данных генераторов и, соответственно, объемы производимой электроэнергии. По оценке экспертов Московского энергетического института, установка накопителей позволяет увеличить КИУМ как минимум на 50 %, обеспечить устойчивость, качество энергоснабжения и, следовательно, эффективную интеграцию на основе ВИЭ в энергосистеме с повышением их экономических показателей [8]. В 2020 г. средний КИУМ СЭС в ОЭС Юга составил 14 %. При увеличении КИУМ на 50 % в случае установки накопителя его величина составит 21 %, что будет соответствовать уровню, достигнутому в Соединенных Штатах Америки (в 2020 г. – 23 %), где природные условия для работы СЭС благоприятны и где фиксируется значительный рост инвестиций в накопители [2].

Для оценки влияния установки накопителя на стоимость электроэнергии, производимой СЭС, авторами работы выполнены расчеты LCOE за 15-летний период, представленные в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета LCOE по СЭС 60 кВт

Показатели	Ед. изм.	СЭС без накопителя	СЭС с накопителем при текущем уровне цен на батареи	СЭС с накопителем при снижении цены на батареи на 50 %
Затраты по проекту				
инвестиционные	тыс. руб.	3 840,00	7 020,00	5 922,00
годовые эксплуатационные	тыс. руб.	199,80	316,30	316,30

¹² Инфраструктурный центр EnergyNet. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/upload/iblock/1b8/1b83729ddd27beaeb629e380293a4585.pdf> (дата обращения: 04.08.2024).

¹³ Российское энергетическое агентство. Возобновляемая энергетика в России и в мире. Режим доступа: <https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e04/3xtm87iv99x76b23c6wjul3as5pzz8zj.pdf> (дата обращения: 04.08.2024).

¹⁴ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р «Об утверждении основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2035 г.». Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902137809> (дата обращения: 04.08.2024).

Показатели	Ед. изм.	СЭС без накопителя	СЭС с накопителем при текущем уровне цен на батареи	СЭС с накопителем при снижении цены на батареи на 50 %
Ставка дисконтирования	%	9,00	9,00	9,00
КИУМ	%	14,00	21,00	21,00
Годовой объем производства электроэнергии	тыс. кВт/ч	73,58	110,38	110,38
LCOE	руб./кВт/ч	9,20	10,80	9,50

Источник^{15,16}

При определении объемов электроэнергии по варианту СЭС без накопителя учитывался КИУМ – 14 %, по варианту СЭС с накопителем – 21 %. В расчетах принято, что строительство электростанции выполнено за год (0-год в модели). Инвестиционные затраты по СЭС определены в размере 3 840 тыс. руб. (64 тыс. руб. · 60 кВт), годовые эксплуатационные затраты – 199,8 тыс. руб. (3,33 тыс. руб./кВт · 60 кВт) на основании фактических капитальных затрат по Аршанской СЭС и предельного уровня эксплуатационных затрат на 2024 г. Инвестиционные затраты на накопители учтены в размере 3 180 тыс. руб. (53 тыс. руб. · 60 кВт), годовые эксплуатационные затраты – 116,5 тыс. руб. (1,94 тыс. руб. · 60 кВт) на основании данных, представленных в табл. 1.

Как видно из табл. 2, установка накопителя приводит к увеличению нормированной стоимости электроэнергии с 9,2 до 10,8 руб./кВт/ч, то есть в среднем на 17 %. При этом надежность энергосистемы и устойчивость существенно возрастают, проблемы интеграции не будут стоять так остро. Если учесть прогнозируемое в перспективе до 2030 г. снижение стоимости аккумуляторных батарей на 50 %, показатель LCOE сократится до 9,5 руб./кВт/ч, то есть практически до уровня для СЭС без накопителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как показали результаты модельных расчетов (на примере СЭС), несмотря на высокий текущий уровень инвестиционных расходов, установка накопителей при электростанциях ВИЭ приведет к росту средней стоимости производимой электроэнергии максимально на 17 %. Снижению стоимости электроэнергии при оснащении генерации ВИЭ-накопителями будут способствовать два фактора:

- увеличение КИУМ комплексов ВИЭ-генерации с накопителями по сравнению с обособленными ВИЭ-электростанциями как минимум на 50 % и, соответственно, объемов производства электроэнергии на них;
- прогнозируемое снижение капитальных затрат на накопители в два раза в среднесрочной перспективе.

В качестве проблемы следует отметить недостаточное стимулирование использования накопителей у генераторов ВИЭ в рамках государственной поддержки. В конкурсных отборах по программе ДПМ ВИЭ преимущество имеют проекты строительства ВИЭ, характеризующиеся минимальными затратами. Требования по загрузке (КИУМ) для электростанций ВИЭ на сегодняшний день не отличаются строгостью. В частности, возмещение капитальных затрат на строительство ВИЭ генерации по программе ДПМ осуществляется в полном объеме при условии достижения годового уровня КИУМ не менее 75 % нормативного значения в 14 %, то есть 10,5 % [9]. Учитывая, что фактическое значение КИУМ ВИЭ-генерации, достигнутое в ОЭС Юга, составляет 14 %, установленные требования по КИУМ являются легко выполнимыми и, таким образом, не стимулируют к оснащению ВИЭ-генерации накопителями.

С учетом вышеизложенного в рамках конкурсных отборов проектов по программам ДПМ ВИЭ преимущество должны получать проекты электростанций, дополнительно оснащенные СНЭ, а не минимальной ценой. При этом должны быть установлены более жесткие требования к КИУМ электростанций ВИЭ.

¹⁵ Российское энергетическое агентство. Возобновляемая энергетика в России и в мире. Режим доступа: <https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e04/3xtm87iv99x76b23c6wjul3as5pzz8zj.pdf> (дата обращения: 04.08.2024).

¹⁶ Инфраструктурный центр EnergyNet. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/upload/iblock/1b8/1b83729ddd27beaeb629e380293a4585.pdf> (дата обращения: 04.08.2024).

Список литературы

1. Черняховская Ю.В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта. Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016;4:56–68. <http://doi.org/10.17588/2072-2672.2016.4.056-068>
2. Трегубова Е.А., Трегубов А.И. Интенсивность использования мощности нетрадиционных возобновляемых источников энергии в электроэнергетике: анализ зарубежного и отечественного опыта. E-Management. 2022;3(5):15–25. <https://doi.org/10.26425/2658-3445-2022-5-3-15-25>
3. Илюшин П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению. Вестник Московского энергетического института. 2022;4:98–107. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2022-4-98-107>
4. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Никулина Е.А. Моделирование ценовых последствий на конкурентном рынке электроэнергии в России при интенсивном развитии неуглеродных электростанций. В кн.: Управление развитием крупномасштабных систем MLSD – 2020: материалы XIII Международной конференции, Москва, 28–30 сентября 2020 г. М.: Институт проблем управления имени В.А. Трапезникова Российской академии наук; 2020. С. 156–164. <https://doi.org/10.25728/mlsd.2020.0156>
5. Мясоедов Ю.В., Музыченко Г.Е., Намаконова Н.А. Увеличение пропускной способности воздушных линий электропередач. В кн.: Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: материалы IX Международной научно-технической конференции, Благовещенск, 11–12 марта 2019 г. Благовещенск: Амурский государственный университет; 2019. С. 294–298.
6. Ланьшина Т. Прогноз развития ВИЭ в России до 2035 года. Научный вестник ИЭП имени Гайдара. 2019;9:40–47.
7. Мельников В.Д., Нестеренко Г.Б., Лебедев Д.Е., Мокроусова Ю.В., Удовиченко А.В. Проблемы, перспективы применения и методика расчета нормированной стоимости накопления электрической энергии. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019;4(11):30–36.
8. Булатов Р.В., Насыров Р.Р., Бурмейстер М.В. Применение систем накопления электроэнергии для повышения коэффициента использования установленной мощности электростанций на базе возобновляемых источников энергии в составе электрических систем. Электроэнергия. Передача и распределение. 2021;6(69):74–80.
9. Фрид С.Е., Лисицкая Н.В. Анализ возможности увеличения коэффициента использования установленной мощности сетевых фотоэлектрических станций. Теплоэнергетика. 2022;7:74–84. <https://doi.org/10.1134/S0040363622060030>

References

1. Chernyakhovskaya Yu.V. Evolution of methodological approaches to electricity cost assessment. Analysis of best foreign practices. Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University. 2016;4:56–68. (In Russian). <http://doi.org/10.17588/2072-2672.2016.4.056-068>
2. Tregubova E.A., Tregubov A.I. Intensity of using the non-traditional renewable energy sources capacity in the electric power industry: analysis of foreign and Russian experience. E-Management. 2022;3(5):15–25. (In Russian). <https://doi.org/10.26425/2658-3445-2022-5-3-15-25>
3. Ilyushin P.V. Integration of RES-based power plants into the unified energy system of Russia: problematic issues and approaches to solving them. Bulletin of MPEI. 2022;4:98–107. (In Russian). <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2022-4-98-107>
4. Veselov F.V., Erokhina I.V., Nikulina E.A. Modelling of price consequences in the competitive electricity market in Russia with the intensive development of non-carbon power plants. In: Management of large-scale systems development MLSD – 2020: Proceedings of the XIII International Conference, Moscow, September 28–30, 2020. Moscow: V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of the Russian Academy of Sciences; 2020. Pp. 156–164. (In Russian). <https://doi.org/10.25728/mlsd.2020.0156>
5. Myasoedov Yu.V., Muzychenko G.E., Namakonova N.A. Increasing the capacity of air electrical transmission lines. In: Energy: management, quality and efficiency of using energy resources: Proceedings of the IX International Scientific and Technical Conference, Blagoveshchensk, March 11–12, 2019. Blagoveshchensk: Amur State University; 2019. Pp. 294–298. (In Russian).
6. Lanshina T. Forecast of the RES development in Russia until 2035. Scientific Bulletin of the Gaidar Institute. 2019;9:40–47. (In Russian).
7. Melnikov V.D., Nesterenko G.B., Lebedev D.E., Mokrousova Yu.V., Udovichenko A.V. Problems, aspects of application and the method of calculating the levelized cost of storage. Kazan State Power Engineering University Bulletin. 2019;4(11):30–36. (In Russian).
8. Bulatov R.V., Nasyrov R.R., Burmeister M.V. Application of electric power storage systems to increase the capacity factor of power plants based on renewable energy sources as part of electrical systems. Electric power. Transmission and distribution. 2021;6(69):74–80. (In Russian).
9. Frid S.E., Lisitskaya N.V. Evaluating the possibility of increasing the capacity factor of grid-connected photovoltaic power plants. Thermal Engineering. 2022;7:74–84. (In Russian). <https://doi.org/10.1134/S0040363622060030>