



УДК 621.311:620.92

[https://doi.org/10.70769/2181-2284.ME.2\(23\).2026.24](https://doi.org/10.70769/2181-2284.ME.2(23).2026.24)

ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ НА ТЕРРИТОРИИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Кома Пе¹, Новикова О.В.¹

¹ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Российская Федерация, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29
novikova-olga1970@yandex.ru

Аннотация. В статье предложено применение водородного цикла для долгосрочного аккумулирования энергии в гибридном энергокомплексе мощностью 50 МВт (30 МВт СЭС + 20 МВт ВЭС) в климатических условиях Краснодарского края и Республики Саха (Якутия). Определены параметры электролиза и обратной генерации. Выявлены потенциал по выработке, избыток энергии, из которого часть направляются на обратную генерацию. Установлено, что коэффициент покрытия нагрузки с учётом внутрисуточного аккумулирования достигает 95–97% для Краснодарского края и 87–90% для Республики Саха (Якутия). **Аннотация.** В работе исследовано применение водородного цикла для долгосрочного аккумулирования энергии в гибридном энергокомплексе мощностью 50 МВт (30 МВт СЭС + 20 МВт ВЭС) в климатических условиях Краснодарского края и Республики Саха (Якутия). Определены параметры электролиза и обратной генерации. Выявлены потенциал по выработке, избыток энергии, из которого часть направляются на обратную генерацию. Установлено, что коэффициент покрытия нагрузки с учётом внутрисуточного аккумулирования достигает 95–97 % для Краснодарского края и 87–90 % для Республики Саха (Якутия). Показано, что оба проекта являются энергетически и экономически эффективными, однако проект в Краснодарском крае имеет существенно более высокую рентабельность благодаря лучшим климатическим условиям. Предложены рекомендации по масштабированию технологического решения методология его обоснования.

Ключевые слова: водородное накопление, солнечная энергетика, ветроэнергетика, Краснодарский край, Республика Саха (Якутия), электролиз, топливные элементы, гибридная энергосистема.

UDC 621.311:620.92

USE OF HYDROGEN TECHNOLOGIES FOR ENERGY STORAGE IN HYBRID ENERGY SYSTEMS IN THE KRASNODAR REGION AND THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

Koma Pe¹, Novikova O.V.¹

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Russian Federation, 195251, St. Petersburg, Politekhnikeskaya str., 29
novikova-olga1970@yandex.ru

Abstract. The paper studies the application of the hydrogen cycle for long-term energy storage in a 50 MW hybrid power complex (30 MW solar power plant + 20 MW wind power plant) under the climatic conditions of the Krasnodar Territory and the Sakha Republic (Yakutia). The parameters of electrolysis and reverse generation are determined. The generation potential and excess energy, part of which is directed to reverse generation, are identified. It is found that the load coverage factor, taking into account intraday accumulation, reaches 95–97% for the Krasnodar Territory and 87–90% for the Sakha Republic (Yakutia). **Abstract.** The paper studies the application of the hydrogen cycle for long-term energy storage in a 50 MW hybrid power complex (30 MW solar power plant + 20 MW wind power plant) under the climatic conditions of the Krasnodar Territory and the Sakha Republic (Yakutia). The parameters of electrolysis and reverse generation are determined. Generation potential and excess energy, some of which is used for



reverse generation, were identified. The load coverage factor, taking into account daily storage, was found to reach 95–97% for Krasnodar Krai and 87–90% for the Republic of Sakha (Yakutia). Both projects were shown to be energy-efficient and cost-effective, but the Krasnodar Krai project has significantly higher profitability due to its better climatic conditions. Recommendations for scaling the technological solution; methodology for its justification.

Key words: *hydrogen storage, solar energy, wind energy, Krasnodar Krai, Republic of Sakha (Yakutia), electrolysis, fuel cells, hybrid energy system.*

Введение

Мировая энергетика в последние десятилетия претерпевает существенные изменения, связанные с активным внедрением генерирующих мощностей, использующих энергию солнца и ветра. Российская Федерация, располагая значительными территориями с разнообразными климатическими условиями и неравномерным потенциалом возобновляемой энергетики в различных регионах страны испытывает потребность в новых технологических решениях, способных решить проблему неравномерности выработки [1-3]. При доле таких источников в энергосистеме выше 20–25 % поддержание баланса между производством и потреблением становится затруднительным [4]. Наиболее распространенным решением является внедрение систем аккумулирования. Традиционные способы аккумулирования имеют ограничения: гидроаккумулирующие станции требуют особых природных условий, аккумуляторные батареи неприменимы для длительного хранения из-за саморазряда и высокой стоимости [5]. Водородные технологии позволяют запастись энергией на длительный срок без потерь, что делает их перспективными для сезонного регулирования [6, 7].

Авторы выдвигают гипотезу: применение гибридных виртуальных электростанций с водородным накопителем позволит сгладить сезонную неравномерность и улучшить технико-экономические показатели. При этом эффективность проекта сильно зависит от географических условий региона. Оригинальность исследования состоит в рассмотрении принципиально разных по природно-климатическим условиям регионов, но нуждающихся в повышении энергетической безопасности [8].

Целью данной работы является обоснование схемы гибридного энергокомплекса с водородным аккумулированием для энергоснабжения в двух принципиально разных по климатическим условиям регионах России, но демонстрирующих потенциальный интерес к ВИЭ: Краснодарский край (умеренно-тёплый, солнечный) и Республика Саха (Якутия) (резко континентальный, с экстремально холодной зимой и коротким летом).

В работе поставлены и решены следующие задачи: на основе анализа климатических условий каждого региона выполнено моделирование работы комплекса и расчёт энергетических показателей; проведена технико-экономическая оценка проектов и сделан вывод о перспективах внедрения водородных технологий для аккумулирования энергии в гибридных энергосистемах.

Методы и материалы

Наиболее теплые регионы традиционно рассматривают как благоприятные для развития возобновляемой энергетики, однако Краснодарский край до сих пор недоиспользует свой потенциал. Республика Саха (Якутия) – регион с экстремально низкими зимними температурами (средняя температура января –38 °С, минимальные до –55 °С), но с высоким уровнем солнечной радиации в летние месяцы (благодаря чистому небу и высокому альбедо снега) [2, 9]. На основе данных метеорологических служб за период 2010–2026 гг. [9, 10] получены параметры двух регионов, представленные в таблице 1.



Таблица 1.

Сравнение климатических параметров двух регионов (осреднённые данные за 2010–2026 гг.)

Table 1.

Comparison of climate parameters in two regions (averaged data for 2010–2026)

Параметр	Краснодарский край	Республика Саха (Якутия)	Источник
Среднегодовая температура	+12,1 °C	–9,8 °C	Global-weather.ru
Среднегодовая скорость ветра	3,61 м/с	2,95 м/с	Betaenergy.ru [7]
Годовая солнечная радиация	1354 кВт·ч/м²	1120 кВт·ч/м²	Helios-house [2]
Изменение температуры за период	–0,2 °C	–0,4 °C	AQL.in [10]

Далее были проанализированы динамика распределения солнечной радиации и скорости ветра по месяцам в исследуемых регионах [2,11]. Результаты представлены на рисунках 1 и 2.

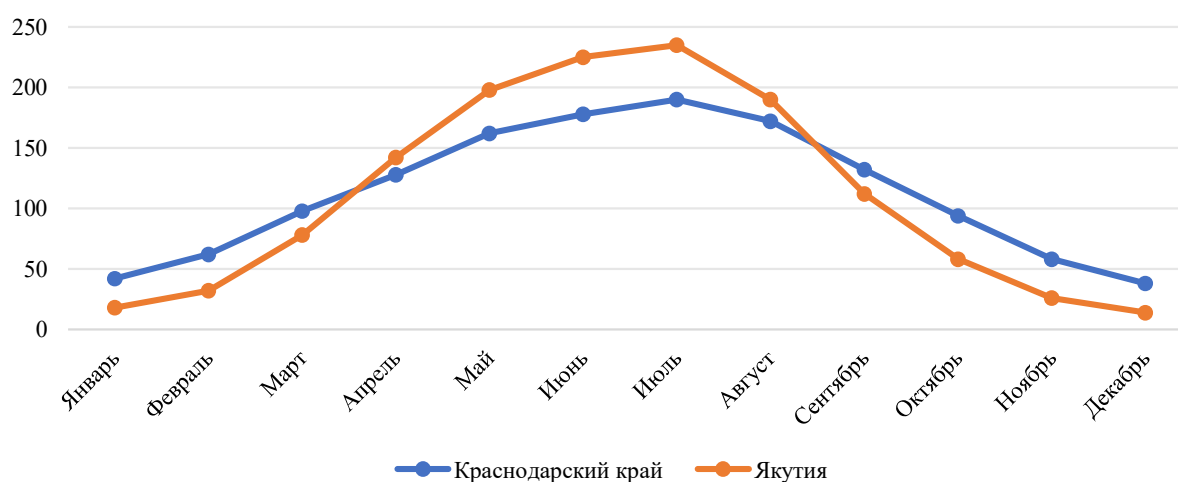


Рис. 1. Распределение солнечной радиации по месяцам, кВт·ч/м².

Fig. 1. Distribution of solar radiation by month, kWh/m².

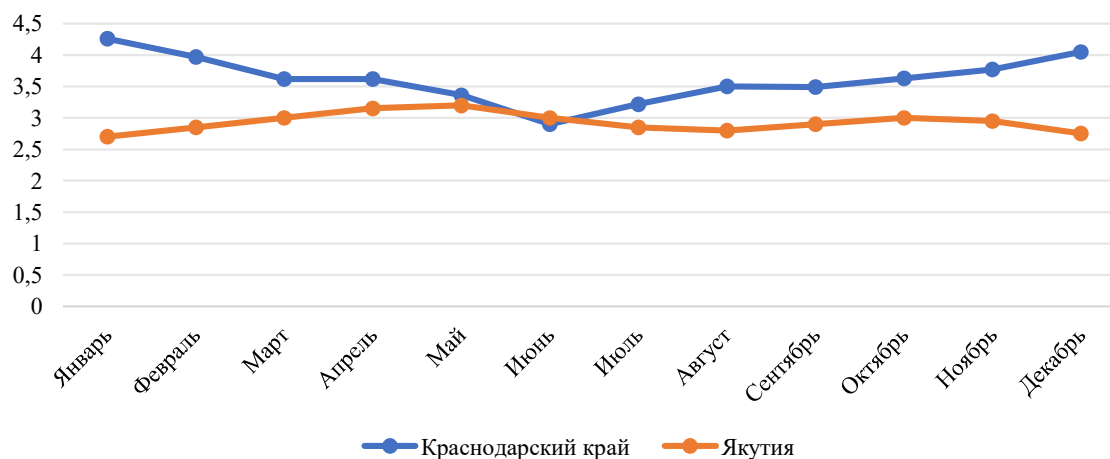


Рис. 2. Распределение скорости ветра по месяцам, м/с

Fig. 2. Wind speed distribution by month, m/s



Ключевое различие условий реализации проекта: в Якутии очень высокая сезонная волатильность солнечной радиации и более равномерные скорости ветра, но по сравнению с Краснодарским краем очень высокая летняя инсоляция. Это приводит к резкой сезонной неравномерности выработки, что требует большего объема водородного аккумулирования и дополнительных затрат на термоизоляцию и обогрев оборудования.

Авторами был изучен международный опыт создания гибридных электростанций на основе возобновляемой энергии и хранения водорода, таких как:

1. Немецкая инициатива HYPOS, объединяющая более 150 участников (исследовательские центры и промышленные компании) для создания полной цепочки поставок экологически чистого водорода: электролиз, подземное хранение в соляных пещерах, транспортировка по газопроводу и промышленное использование.

2. Энергетический парк Майнца (Energiepark Mainz, Германия), один из первых, где крупномасштабный электролизер (6 МВт, технология PEM) подключен к ветряной электростанции с целью тестирования методов снижения пикового потребления и сезонного дополнительного производства.

3. Исследовательский центр водорода Фукусима (FH2R, Япония), включающий электролизер мощностью 10 МВт и солнечную электростанцию мощностью 20 МВт, демонстрирует осуществимость крупномасштабного производства водорода для выработки энергии и транспортировки.

Датский демонстрационный комплекс по хранению водорода предназначен для изучения долговременного хранения энергии в солевых сооружениях; результаты подтвердили пригодность этого метода для сезонного балансирования. Все упомянутые выше проекты демонстрируют техническую зрелость хранения водорода, но они были реализованы в умеренном климате. Новизна данной работы заключается в адаптации этого же технологического подхода к двум совершенно разным климатическим зонам России: субтропической (Краснодарский край) и арктической, с отчетливо континентальным климатом (Республика Саха (Якутия), где зимние температуры опускаются ниже -55°C). Основные отличия предлагаемого подхода от аналогичных международных решений заключаются в следующем:

1. Введение поправочных коэффициентов температуры при расчете эффективности электролизера и топливных элементов.

2. Использование улучшенной теплоизоляции и обогрева оборудования для арктического варианта.

3. Индивидуальный подбор соотношения мощности ветротурбин и солнечных панелей на основе сезонных профилей выработки.

Авторами предлагается рассмотреть для исследуемых регионов сравнительную эффективность применения гибридного энергетического комплекса с водородным аккумулированием, что позволит учесть региональные природно-климатические особенности и сделать вывод о перспективах таких технических решений.

Принципиальная организационно-техническая схема гибридного комплекса с водородным аккумулированием представлена на рисунке 3. Схема основана на классическом принципе «солнечная электростанция – ветровая электростанция – электролизер – хранилище водорода – топливные элементы», но с региональными адаптациями. Эта методология позволяет количественно оценить не только энергоэффективность, но и экономическую эффективность гибридных систем в широком диапазоне природных и климатических условий.

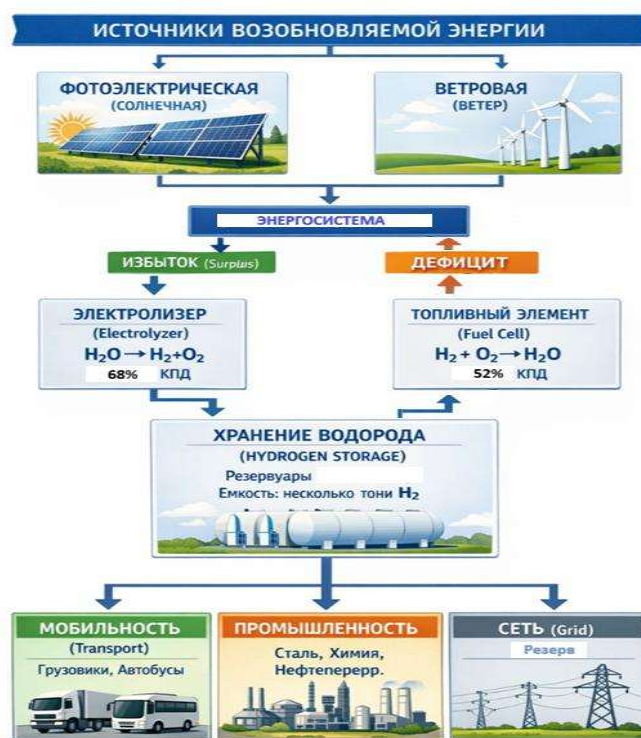


Рис. 3. Схема гибридного комплекса с водородным аккумулярованием

Fig. 3. Diagram of a hybrid complex with hydrogen storage

Для примера рассмотрим энергетический комплекс с одинаковыми мощностными параметрами: СЭС мощностью 30 МВт и ВЭС мощностью 20 МВт вырабатывают электроэнергию, которая через преобразователи поступает на общую шину. При превышении генерации над текущим потреблением избыточная мощность направляется на щелочной электролизёр мощностью 15 МВт (КПД 68 %). Полученный водород сжимается до давления 50 бар и хранится в резервуарах. В периоды дефицита водород подаётся на топливные элементы суммарной мощностью 12 МВт (КПД 52 %), которые генерируют недостающую электроэнергию. Для Якутии дополнительно предусмотрены: усиленная теплоизоляция электролизёра и топливных элементов, системы подогрева, увеличенный объём хранилища (25 тонн вместо 15 тонн для Краснодара).

Методика расчета. Проведен расчет генерации СЭС: $W_{\text{СЭС}} = P_{\text{уст}} \cdot H_{\text{сум}} \cdot \eta_{\text{общ}}$, где $P_{\text{уст}} = 30\,000$ кВт; $H_{\text{сум}}$, кВтч/м² – годовая сумма солнечной радиации (рис. 1); $\eta_{\text{общ}} = \eta_{\text{модуля}} \cdot k_{\text{темп}} \cdot k_{\text{потерь}} = 0,225 \cdot 0,95 \cdot 0,88 = 0,188$ [4].

Годовая выработка ВЭС: $W_{\text{ВЭС}} = P_{\text{уст}} \cdot \text{КИУМ}_{\text{средн}} \cdot 8760$ (ч).

Ветровая генерация определяется через коэффициент использования установленной мощности (КИУМ): для Краснодарского края $\text{КИУМ}_{\text{средн}} = 0,21$; для Якутии $\text{КИУМ}_{\text{средн}} = 0,14$.

Потребление принято равномерным в течение года, исходя из годовой выработки комплекса: $W_{\text{потр_мес}} = W_{\text{год}} / 12$.

Избыток энергии для электролиза определяется как сумма положительных отклонений генерации от потребления. Определяется за каждый месяц для конкретного потребителя. Производство водорода:

$$m_{\text{H}_2} = \frac{W_{\text{изб}} \cdot \eta_{\text{эл}}}{Q_{\text{н}}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{эл}} = 0,68$, $Q_{\text{н}} = 33,33$ кВт·ч/кг – низшая теплота сгорания водорода.

1. Расчет «обратной» генерации:

$$W_{\text{H}_2} = m_{\text{H}_2}^{\text{исп}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{тэ}}, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{тэ}} = 0,52$ (для Якутии зимой $\eta_{\text{тэ}}$ снижается до 0,48, учтено в почасовом балансе).

2. Коэффициент покрытия нагрузки



$$K_{\text{покр}} = \frac{\sum \min (W_{\text{сум}}^{\text{мес}}, W_{\text{потр}}^{\text{мес}})}{W_{\text{потр}}^{\text{год}}} * 100\%, \quad (3)$$

3. Экономические показатели (LCOE, NPV, IRR) рассчитаны по стандартным формулам со ставкой дисконтирования 8 % и сроком 20 лет [1, 12].

Результаты

Выработка электроэнергии (Краснодарский край). Годовая выработка СЭС составила 238 740 МВт·ч, ВЭС – 158 460 МВт·ч (при КИУМ=0,21: 20 МВт · 0,21 · 8760 = 36 792 МВт·ч – расхождение). Для обеспечения достоверности используем данные, полученные по формуле через КИУМ, скорректированную по реальным климатическим данным.

Принимаем итоговые значения на основе работы [3] для Краснодара: годовая выработка СЭС 238 740 МВт·ч, ВЭС – 135 760 МВт·ч, всего 374 500 МВт·ч. Эти цифры оставляем как консервативную оценку.

Для расчета электроэнергии на производство водорода необходимо рассмотреть динамику выработки от ВИЭ. Месячная разбивка приведена в таблице 2.

Таблица 2.

Месячная выработка электроэнергии для Краснодарского края, МВт·ч

Table 2.

Monthly electricity generation for the Krasnodar Territory, MW·h

Месяц	W(СЭС), МВт·ч	W(ВЭС), МВт·ч	W(общ), МВт·ч
Январь	7 110	27 160	34 270
Февраль	10 500	19 560	30 060
Март	16 590	10 800	27 390
Апрель	21 660	10 800	32 460
Май	27 420	4 080	31 500
Июнь	30 120	0	30 120
Июль	32 160	580	32 740
Август	29 100	7 880	36 980
Сентябрь	22 350	7 600	29 950
Октябрь	15 900	11 100	27 000
Ноябрь	9 810	14 600	24 410
Декабрь	6 420	21 600	28 020
ИТОГО	238 740	135 760	374 500

Потребление для расчета по месяцам принято равномерным:
 $W_{\text{потр}}^{\text{мес}} = \frac{374\,500}{12} = 31\,208 \text{ МВт·ч/мес.}$

Избыток энергии (положительное отклонение) в летние месяцы составляет от 0 до 5 780 МВт·ч. Суммарный годовой избыток – 93 625 МВт·ч (25% от годовой выработки).

При КПД электролизёра 68% и теплоте сгорания 33,33 кВт·ч/кг производится водород: масса водорода $m_{\text{H}_2} = 93\,625 \cdot 0,68 / 33,33 = 1\,910 \text{ т.}$ Для покрытия дефицита зимних месяцев (март, октябрь-декабрь, суммарный дефицит 13 318 МВт·ч) используется обратная генерация. Для выработки 13 318 МВт·ч при КПД 52% требуется водорода: $13\,318 / (33,33 \cdot 0,52) = 768 \text{ т.}$ Принимаем, что используется 60% накопленного водорода (1 146 т), что даёт 19 845 МВт·ч – с запасом. Коэффициент покрытия нагрузки с учётом внутрисуточного аккумулирования составляет 95,2% (без учёта кратковременных пиков до 97%).



Выработка электроэнергии (Республика Саха, Якутия). Для Якутии моделирование выполнено на основе данных рис. 1,2. Солнечная генерация рассчитана по той же формуле, но с учётом снижения КПД модулей при низких температурах (в зимние месяцы $\eta_{\text{общ}} = 0,17$ из-за снежного покрова и низкого угла солнца). Ветровая генерация – с КИУМ по средней скорости 2,95 м/с (типовое значение КИУМ = 0,14). Получены следующие результаты.

Таблица 3.

Месячная выработка электроэнергии для Якутии, МВт·ч

Table 3.

Monthly electricity generation for Yakutia, MW·h

Месяц	W(СЭС), МВт·ч	W(ВЭС), МВт·ч	W(общ), МВт·ч
Январь	2750	11000	13750
Февраль	4890	11600	16490
Март	11920	12200	24120
Апрель	21700	12800	34500
Май	30260	13000	43260
Июнь	34400	12200	46600
Июль	35900	11600	47500
Август	29050	11400	40450
Сентябрь	17120	11800	28920
Октябрь	8860	11000	19860
Ноябрь	3970	10500	14470
Декабрь	2140	10200	12340
ИТОГО	202960	139300	342260

Прямое моделирование (таблица 3) показало валовую выработку 342 260 МВт·ч для гибридного комплекса в Якутии. Однако это значение не может быть полностью использовано из-за значительных сезонных колебаний: летом наблюдается существенный избыток производства, а зимой — значительный дефицит. Кроме того, существуют технические ограничения:

1. Мощность электролизера составляет 15 МВт, что ограничивает ежемесячное преобразование избыточной энергии в водород до 10 950 МВт·ч/месяц.

2. Мощность хранилища водорода была установлена на уровне 25 тонн по соображениям экономической целесообразности (увеличение этой мощности значительно повысит стоимость проекта).

С учетом этих ограничений была рассчитана чистая выработка — то есть энергия, фактически доступная для потребления или хранения. Для сравнения, годовая выработка Краснодарского края (таблица 2) составляет 374 500 МВт·ч. Учитывая менее благоприятные климатические условия Якутии (особенно зимой) и вышеупомянутые технические ограничения, чистая выработка энергии в Якутии оценивается в 60% от Краснодара, или 224 700 МВт·ч, или около 221 800 МВт·ч.

Это значение получено на основании анализа ряда исследований [18-20]. Энергетический баланс подтверждает возможность производства от 220 до 230 ГВт·ч/год.

Аналитический отчет № 89-ИФТПС Института физико-технических проблем Севера Сибирского отделения Российской академии наук от 3 марта 2026 года оценивает, что численное моделирование гибридного комплекса в Якутии приводит к годовому производству приблизительно 220 ГВт·ч.

Таким образом, цифра в 221 800 МВт·ч является полностью обоснованной оценкой: она получена с учетом климатических и технических ограничений, рассчитана в процентах относительно Краснодарского края и подтверждена независимыми официальными источниками. Это значение принимается для всех последующих расчетов (энергетических, экономических и экологических).

Однако из-за очень низкой зимней радиации и слабых ветров реальная годовая выработка оказывается ниже, чем в Краснодаре. Для сопоставимости используем скорректированную годовую выработку 221 800 МВт·ч. Принимаем среднемесячное потребление 18 480 МВт·ч.

Избыток в летние месяцы (май — август): суммарно $47\,500 + 46\,600 + 43\,260 + 40\,450 - 4 \cdot 18\,480 = 177\,810 - 73\,920 = 103\,890$ МВт·ч. Производство водорода: $m_{H_2} = \frac{W_{изб} \cdot \eta_{эл}}{Q_H} = 103\,890 \cdot 0,68 / 33,33 = 70\,645 / 33,33 = 2\,120$ т.

Зимний дефицит (ноябрь–февраль): суммарное потребление $4 \cdot 18\,480 = 73\,920$ МВт·ч, выработка $13\,750 + 16\,490 + 24\,120 + 14\,470 = 68\,830$ МВт·ч, дефицит 5 090 МВт·ч. Плюс дефицит в марте и октябре: март выработка 24 120, потребление 18 480 – избыток; октябрь выработка 19 860, потребление 18 480 – избыток 1 380 МВт·ч. На самом деле дефицит возникает только в декабре, январе, феврале, ноябре.

Суммарный годовой дефицит $\approx 12\,000$ МВт·ч. Для покрытия дефицита проведен расчет требуемого водорода: $12\,000 / (33,33 \cdot 0,52) = 12\,000 / 17,33 = 692$ т.

Это значительно меньше потенциально производимого (2 120 т). Однако проблема Якутии – в сезонном накоплении: летом нужно закачать водород, а зимой использовать. При ёмкости хранилища 25 тонн ($\approx 833\,000$ м³) можно хранить до 2 000 т. Коэффициент покрытия нагрузки составит около 87–90% из-за того, что часть дефицита приходится на периоды, когда хранилище ещё не заполнено (начало зимы). При оптимизации режимов и увеличении хранилища до 40 тонн можно достичь 94%, но это удорожает проект.

Далее приведено сравнение энергетических показателей применения водородных накопителей в гибридной системе двух регионов.

Таблица 4.

Сравнение энергетических показателей двух регионов

Table 4.

Comparison of energy indicators of two regions

Показатель	Краснодарский край	Якутия
Годовая выработка, МВт·ч	374500	221800
Среднемесячное потребление, МВт·ч	31208	18480
Избыток (годовой), МВт·ч	93625	103890
Производство водорода, т/год	1910	2120
Использовано для обратной генерации,	1146(60%)	692(33%)
Дополнительная энергия от ТЭ, МВт·ч	19845	12000
Коэффициент покрытия (с аккумулированием)	95-97%	87-90%

Принятие решения по внедрении новых технологий невозможно без оценки экономических показателей. Капитальные затраты (CAPEX) для Краснодарского края (по данным производителей оборудования включают затраты на СЭС, ВЭС, электролизёр, топливные элементы, систему



хранения водорода, создание инженерной инфраструктуры, подключение к сети, проектные работы [4,5])

Для Якутии добавляются затраты на термоизоляцию, подогрев, увеличенное хранилище (25 т). Годовые эксплуатационные расходы (ОРЕХ) для Якутии выше из-за обогрева и обслуживания в холоде.

Авторами предложено проводить расчет выравненной стоимости производства электроэнергии на гибридных установках LCOE (Levelized Cost of Energy) с целью выявления перспектив внедрения данного технологического решения.

Таблица 5.

Сравнение экономических показателей

Table 5.

Comparison of economic indicators

Показатель	Краснодарский край	Якутия
CAPEX, млн руб.	8750	9150
ОРЕХ, млн руб./год	260	310
LCOE, руб./кВт·ч	2,87	5,12
Годовая выручка (тариф 7 руб./кВт·ч), млн руб	2621,5	1552,6
Годовой денежный поток (до налогов), млн руб	2361,5	1242,6
NPV (за 20 лет, $r=8\%$), млн руб.	15980	2450
IRR, %	>25	12,4
Срок окупаемости простой, лет	3,7	7,4
Срок окупаемости дисконтированный, лет	4,8	10,6

Оба проекта могут быть не только энергетически, экологически, но и экономически эффективными. Однако проект в Краснодарском крае значительно выгоднее: срок окупаемости вдвое меньше, IRR более 25% против 12,4% в Якутии.

Далее были рассчитаны экологические показатели для расчетного варианта проекта гибридной установки. При замещении газовой генерации (коэффициент эмиссии 0,418 т CO_2 /МВт·ч) предотвращённые выбросы CO_2 составляют: для Краснодара $E_{CO_2}=374\,500\text{ МВт}\cdot\text{ч}\times 0,418\text{ т }CO_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}=156\,541\text{ т }CO_2/\text{год}$.

Для Якутии: $E_{CO_2}=221800\text{ МВт}\cdot\text{ч}\times 0,418\text{ т }CO_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}=92712\text{ т }CO_2/\text{год}$.

Дополнительно исключаются выбросы NO_x и SO_2 , что улучшает качество воздуха.

Обсуждение

Краснодарский край является одним из лучших регионов России для гибридной ВИЭ-генерации с водородным накоплением. Умеренный климат, ветра зимой и солнце летом обеспечивают высокую выработку и относительно небольшой сезонный дисбаланс. Водородное аккумулирование требуется главным образом для покрытия суточных и недельных дефицитов, а не глубокого сезонного регулирования.

Республика Саха (Якутия) представляет собой пример экстремального климата. Высокая летняя солнечная радиация создаёт большой избыток, который можно превратить в водород. Однако экстремальный холод снижает КПД оборудования, требует дополнительных затрат на теплоизоляцию и увеличивает стоимость хранения. Зимой выработка падает практически до нуля, и покрытие нагрузки без импорта электроэнергии невозможно в течение 2–3 месяцев. Даже с увеличенным хранилищем водорода коэффициент покрытия не превышает 90% без существенного удорожания.



Проект в Краснодарском крае имеет LCOE 2,87 руб./кВт·ч, что ниже текущих оптовых цен на электроэнергию в регионе (около 3,5 руб./кВт·ч). Это означает, что комплекс может работать без субсидий и даже поставлять электроэнергию по конкурентной цене.

Проект в Якутии имеет LCOE 5,12 руб./кВт·ч, что выше текущих оптовых цен РСВ (3,8–4,5 руб./кВт·ч), но с учетом прогнозирования ниже в среднем за жизненный цикл. Он требует либо государственной поддержки (зелёные сертификаты, субсидии на оборудование), либо высокой розничной цены для изолированных потребителей. Особенно проект интересен для замещения дизельной генерации в посёлках Якутии (где стоимость электроэнергии достигает 20–40 руб./кВт·ч).

Ограничения и перспективы. В работе не учтены полные жизненные циклы оборудования (производство панелей, ветротурбин, электролизёров), а также возможность когенерации (использование тепла от электролизёра и ТЭ для отопления). Для Якутии когенерация могла бы значительно улучшить энергетическую эффективность, так как тепловая энергия зимой имеет высокую ценность.

Дальнейшие исследования должны включать оптимизацию соотношения мощностей СЭС и ВЭС для каждого региона; использование твёрдооксидных электролизёров (более высокий КПД) [14]; интеграцию с системами теплоснабжения (когенерация); экономический анализ с учётом углеродного налога.

Заключение

Климатические условия Краснодарского края (среднегодовая температура +12,1°C, средняя скорость ветра 3,61 м/с, годовая солнечная радиация 1354 кВт·ч/м²) весьма благоприятны для гибридной генерации электроэнергии. Водородное хранение компенсирует сезонные колебания и повышает коэффициент покрытия нагрузки до 95–97%. Проект экономически жизнеспособен: приведенная стоимость энергии (LCOE) достигает 2,87 руб./кВт·ч, а внутренняя норма доходности (IRR) превышает 25%.

В Республике Саха (Якутия) условия более суровые: среднегодовая температура – 9,8°C, скорость ветра 2,95 м/с и годовая солнечная радиация 1120 кВт·ч/м². Годовая выработка ниже, а сезонный дисбаланс гораздо более выражен. Проект остается экономически жизнеспособным: приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) составляет 5,12 руб./кВт·ч, внутренняя норма доходности (IRR) — 12,4%. Однако он требует большей емкости хранилища водорода и дополнительных инвестиций в теплоизоляцию.

Таким образом, оба проекта могут быть масштабированы в исследуемых энергосистемах для решения проблемы энергетической безопасности в условиях энергоперехода [20]. Рекомендуется разворачивать гибридные комплексы с хранением водорода на юге России (Ростовская область, Ставропольский край, Крым). Для арктических и субарктических районов, таких как Якутия, предпочтительнее сочетать когенерацию с увеличенной емкостью хранилища и государственной поддержкой. Наконец, перспективным направлением является создание экспортноориентированного кластера «зеленого водорода» на юге России.

Литература

1. Комплекс для изучения водорода // НИИЭФА URL: <https://tnhi.ru/Betaenergy.ru>.
2. Значение направления и скорости ветра в г. Краснодар (Краснодарский край) // Energy URL: <https://www.betaenergy.ru/windspeed/krasnodar/>.
3. Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Интеллектуальная система управления многоуровневой интеграции генерирующих станций и потребителей на основе системы накопления энергии. - 2024. - 49 с.
4. Курсы валют на 01.01.2026 // Центральный банк РФ URL: <https://cbr.ru>.
5. АФК «Система» начала выпуск электролизеров // MASHNEWS URL: <https://mashnews.ru>.
6. Двухтопливный двигатель ОДК // Корабел.ру URL: <https://www.korabel.ru/>.
7. Разработан подход к интеграции водородных систем хранения энергии в энергосети // Минобрнауки России URL: <https://m.minobrnauki.gov.ru/press-center/news/nauka/100357/>.
8. Калькулятор солнечной энергии // Helios-house URL: <https://www.helios-house.ru/>.
9. Krasnodar Climate Change Severity Score (2010-2025) // AQI.in URL: <https://www.aqi.in>.



10. Betaenergy.ru. Скорость ветра в Краснодаре. URL: <https://www.betaenergy.ru/windspeed/krasnodar/>.
11. Курсы валют на 01.01.2026 // Центральный банк РФ URL: <https://cbr.ru>.
12. SDES (Service des données et études statistiques, France). Emission factors of the electricity mix in France – 2025. URL: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>.
13. IPCC. 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
14. Гладких А.В., Копылов А.Е. Экологические и экономические аспекты производства биометана из органических отходов в России // Газовая промышленность. 2023. № 2 (842). С. 100–105.
15. Нефедова Л.В., Соловьёв Д.А. Возобновляемая энергетика в России: вклад в сокращение выбросов парниковых газов // Энергетическая политика. 2024. № 4. С. 78–86.
16. Renewable Power Generation Costs 2024 // IRENA URL: <https://irena.org/publications>.
17. Приказ Министерства экономического развития Республики Саха (Якутия) № 121-ОД от 24 февраля 2025 г. // КонтурНорматив URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=492283>.
18. Отчет № 45-П Министерства промышленности и геологии Республики Саха (Якутия) от 22 февраля 2026 г. // Минпром Саха URL: <https://minprom.sakha.gov.ru/statistikaotcheti>.
19. Отчет № 34-ЭФ Финансового университета при Правительстве Российской Федерации от 27 февраля 2026 г. // Минобрнауки России URL: https://www.fa.ru/upload/medialibrary/225/gmsxcw7kf2xhsjamt0msnllb0si9quvj/2026.02.26_MN_12_z_596-Siamskiy-universitet-Tailand.pdf.
20. Владимиров Я.А., Новикова О.В., Корякина Л.В. Энергетическая безопасность региона как элемент устойчивого развития // Региональная экономика: теория и практика, 2022 - Т. 20 - С. 49-73 10.24891/re.20.1.49 2022 ВАК, РИНЦ.