

Энергетика. Электротехника Energetics. Electrical engineering

Научная статья

УДК 621.311:620.92 (470.26)

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31401>



К.К. Веселовский ✉, В.Ф. Белей

Калининградский государственный технический университет,
Калининград, Россия

✉ weselkirill@mail.ru

МИРОВОЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ КАЛИНИНГРАДСКОГО РЕГИОНА

Аннотация. Переход Калининградской энергосистемы в изолированный режим работы поднимает вопросы оптимизации существующего генерирующего комплекса и обеспечения энергетической безопасности. Целью исследования является определение путей повышения надежности и эффективности энергосистемы Калининградской области на основе мирового опыта. Для достижения цели в работе предложена и обоснована методика сравнительного анализа изолированных энергосистем, основанная на комплексе критериев (степень изоляции, зависимость от импорта топлива, сопоставимость масштабов, уровень интеграции возобновляемых источников энергии). На основе данной методики был проведен анализ структуры генерации, технологий и аварийных режимов энергосистем Оаху (США), Кипра, Крита (ЕС), Тенерифе и Гран-Канарии (Испания). Анализ показал, что ключевыми факторами для устойчивого развития изолированных систем являются интеграция возобновляемых источников энергии, развертывание систем накопления энергии и создание межсистемных связей. Выполненный анализ позволил сформировать научно обоснованную концепцию реструктуризации генерирующего комплекса энергосистемы Калининградской области. Предполагается, что приоритетными направлениями должны стать развитие ветроэнергетического потенциала региона и внедрение систем накопления электроэнергии, что может оптимизировать работу тепловых электростанций, повысить устойчивость системы и снизить зависимость от импортируемого топлива.

Ключевые слова: изолированная энергосистема, Калининградская область, Гавайские острова, Крит, Кипр, Канарские острова, системы накопления электроэнергии, надежность энергоснабжения, энергетическая безопасность.

Для цитирования:

Веселовский К.К., Белей В.Ф. Мировой опыт эксплуатации изолированных энергосистем и перспективы для Калининградского региона // Глобальная энергия. 2025. Т. 31, № 4. С. 7–25. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31401>



K.K. Veselovksy ✉, V.F. Beley

Kaliningrad State Technical University,
Kaliningrad, Russia✉ weselkirill@mail.ru

WORLD EXPERIENCE OF ISOLATED POWER SYSTEMS OPERATION AND PROSPECTS FOR KALININGRAD REGION

Abstract. The transition of the Kaliningrad power system to isolated operation raises issues concerning the optimization of the existing generating complex and ensuring energy security. The objective of this research is to identify ways to enhance the reliability and efficiency of the Kaliningrad region's power system based on international experience. To achieve this goal, the paper proposes and substantiates a methodology for a comparative analysis of isolated power systems based on a set of criteria (isolation, dependence on fuel imports, comparability of scale and the level of renewable energy sources integration). Based on this methodology, an analysis of the generation structure, technologies and emergency operating conditions was conducted for the power systems of Oahu (USA), Cyprus, Crete (EU), Tenerife, and Gran Canaria (Spain). The analysis demonstrated that the key factors for the sustainable development of isolated systems are the integration of renewable energy sources, the deployment of energy storage systems and the establishment of intersystem connections. This analysis has enabled the formulation of a scientifically-grounded concept for restructuring the generating complex of the Kaliningrad power system. It is proposed that the priority areas should be the development of the region's wind power potential and the implementation of electricity storage systems. This can optimize the operation of thermal power plants, increase system stability, and reduce dependence on imported fuel.

Keywords: isolated energy system, Kaliningrad region, Hawaii, Crete, Cyprus, Canary Islands, energy storage systems, reliability of energy supply, energy security.

Citation:

Veselovksy K.K., Beley V.F., World experience of isolated power systems operation and prospects for Kaliningrad region, *Global Energy*, 31 (04) (2025) 7–25, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31401>

Введение. С 8 февраля 2025 г. Калининградский регион в связи с выходом стран Балтии из синхронной зоны энергообъединения ЕЭС/ОЭС (IPS/UPS) функционирует как «энергетический остров» наряду с такими регионами Российской Федерации, как Сахалин, Камчатка, Магадан и районы Крайнего Севера, которые сталкиваются со схожими вызовами в экономике, энергетической безопасности, надежности и эффективности энергоснабжения [1–3].

Для обеспечения энергетической безопасности региона реализована комплексная программа:

- 1) ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей на основе газотурбинных (ГТУ), парогазовых (ПГУ) и паросиловых установок (ПСУ) (рис. 1, табл. 1);
- 2) модернизация сетевой и информационной инфраструктуры [4];
- 3) интеграция интеллектуального программно-технического комплекса противоаварийной автоматики, разработанного Научно-техническим центром единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС), выполняющего расчет объемов управляющих воздействий в реальном времени [4, 5].

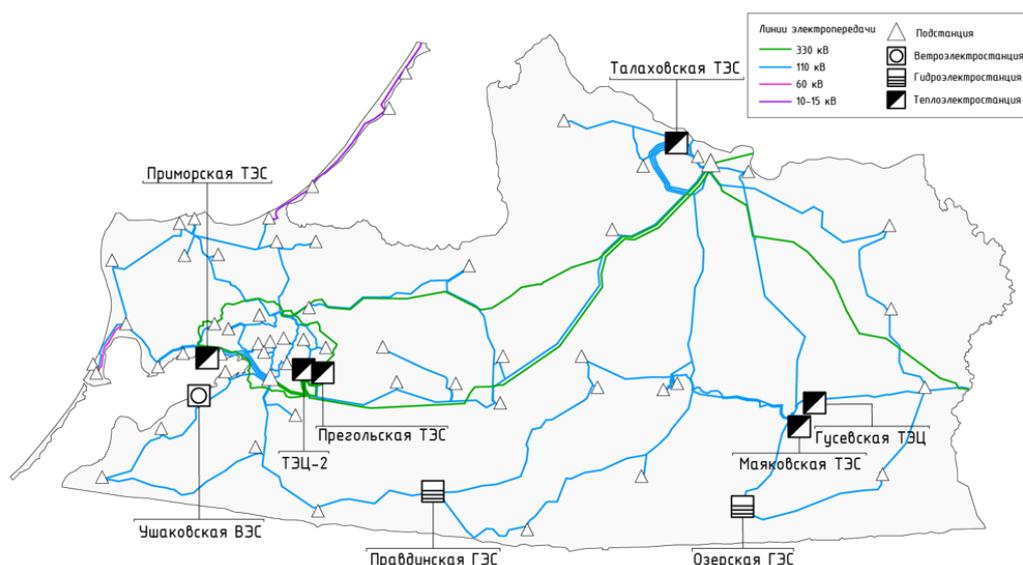


Рис. 1. Карта электроэнергетической инфраструктуры Калининградской области

Fig. 1. Map of Kaliningrad region's electricity infrastructure

Таблица 1

Группы генерации Калининградской области

Table 1

Generation groups of Kaliningrad region

Наименование	Топливо	ПСУ, МВт	ГТУ, МВт	ДГУ, МВт	ПГУ, МВт	Итого, МВт (%)
КТЭЦ-2	газ	—	—	—	2×225	450 (32%)
Прегольская ТЭС	газ	—	—	—	4×110	440 (31,3%)
Приморская ТЭС	уголь	3×65	—	—	—	195 (13,88%)
Талаховская ТЭС	газ	—	2×80	—	—	160 (11,35%)
Маяковская ТЭС	газ	—	2×80	—	—	160 (11,35%)
СЭС	—	—	—	—	—	0 (0%)
ВЭС	—	—	—	—	—	5 (0,3%)
Общая мощность		195 (13,88%)	320 (22,78%)	—	890 (63,35%)	1410 (100%) (1860*)

* 1860 – при учете полной мощности КТЭЦ-2 (900 МВт)

В ходе натурных испытаний и в ряде аварийных ситуаций 2025 г.¹ автоматические системы сработали штатно, что подтвердило способность энергосистемы сохранять устойчивость в изолированном режиме при минимальном объеме принудительных отключений потребителей.

Несмотря на достаточную установленную мощность (1860 МВт), покрывающую потребление региона, функционирование энергосистемы Калининградской области в изолированном режиме сопряжено с рядом системных вызовов:

¹ Батыршин Д. Сбой в генерации: власти и энергетики назвали причину масштабного отключения электроэнергии в Калининградской области. Режим доступа: <https://klops.ru/kaliningrad/2025-05-03/355948-sboy-v-generatsii-vlasti-i-energetiki-nazvali-prichinu-masshtabnogo-otklyucheniya-energoenergi-v-kaliningradskoy-oblasti> (дата обращения: 01.09.2025); Батыршин Д. Массовый блэкаут: в Калининградской области произошла авария на ТЭЦ-2 — администрация Балтийска. Режим доступа: <https://klops.ru/kaliningrad/2025-07-17/361599-massovyy-blekaut-v-kaliningradskoy-oblasti-proizoshla-avariya-na-tets-2-administratsiya-baltiyska> (дата обращения: 01.09.2025).

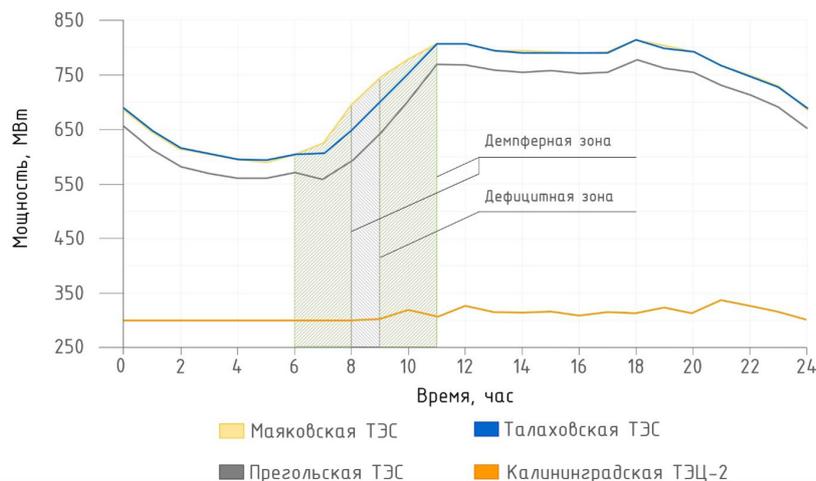


Рис. 2. Типовой вариант распределения нагрузки между электростанциями

Fig. 2. Typical load balancing scenario for power plants

1) Энергетическая безопасность и зависимость от импорта. Высокая зависимость региона от поставок энергоресурсов, в первую очередь природного газа, осуществляемых по трансграничному магистральному газопроводу и через морской терминал сжиженного природного газа, формирует потенциальные уязвимости. Такие логистические цепочки могут быть нарушены по ряду причин (политических, экономических, технических), что потенциально ослабляет энергетическую безопасность области.

2) Оптимизация режимов работы ГТУ. Для выполнения нормативов по оперативному/вращающемуся резерву и покрытия пиков нагрузки (рис. 2, «дефицитная зона») требуется кратковременное включение ГТУ. С учетом времени пуска и выхода на минимально устойчивую нагрузку ввод выполняется заблаговременно: до и сразу после пика формируются «демпферные зоны» ввода и вывода (рис. 2) [6]. Однако, как показывают исследования [7], режим с частыми пусками, остановками и работой приводит к ускоренному сокращению моторесурса ГТУ. Дополнительно недогрузка ГТУ приводит к снижению их фактической топливной эффективности.

3) Стабильность и надежность системы. Работа в изолированном режиме повышает риски, связанные со устойчивостью частоты и напряжения, что влияет на работу ГТУ/ПГУ и в перспективе электростанций на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Существующие системы противоаварийной автоматики эффективно справляются с задачей предотвращения полного коллапса системы, но их действие в критических ситуациях по-прежнему сопряжено с необходимостью отключения потребителей. Следовательно, остается необходимость в развитии методов оперативного прогнозирования, интеграции принципиально новых элементов системы, оптимизации и распределения нагрузки между работающими станциями в целях минимизации риска возникновения аварийных ситуаций и более экономичного управления режимами работы энергосистемы [8–10].

В мировой практике малые и островные изолированные энергосистемы, а также энергосистемы территорий Гавайских и Канарских островов, Кипра, Крита, Бонэйр, Шри-Ланки, Саудовской Аравии, отдельных районов Австралии [11–18] рассматриваются как экспериментальные площадки, демонстрируя различные пути решения общих вызовов в области надежности, экономической эффективности и планирования.

Цель работы – провести сравнительный анализ мирового опыта функционирования изолированных энергосистем с учетом их географических и структурно-функциональных особенностей, потенциала ВИЭ и применяемых технологий. Результаты исследования могут быть

использованы при выработке рекомендаций по реструктуризации энергетической системы Калининградской области, повышению ее надежности, стабильности и экономической эффективности в условиях изолированной работы.

Материалы и методы

Основой настоящего исследования является сравнительный анализ, направленный на выявление эффективных методов управления изолированными энергосистемами для Калининградской области.

На первом этапе исследования была сформирована выборка изолированных энергосистем для анализа. Отбор производился на основе критериев для обеспечения релевантности и репрезентативности сравнения:

- степень изоляции: рассматривались исключительно энергосистемы, не интегрированные в общенациональные системы, которые работают или работали в рамках автономной генерации;
- зависимость от импорта топлива: выбирались регионы с ограниченными собственными ископаемыми энергоресурсами, что делает их уязвимыми к внешним поставкам, аналогично ситуации в Калининградской области;
- сопоставимость масштабов: учитывались показатели генерации и нагрузки на сеть, находящиеся в пределах $\pm 30\%$ в сравнении с Калининградской областью, что позволяет проводить аналогии в части управления и резервирования;
- степень развития ВИЭ: для Калининградской области ключевым направлением является использование ветроэнергетического потенциала, оцененного в 600–800 МВт [3, 19], включая офшорные ветропарки, а также другие местные энергетические ресурсы [3]; это создает возможности для снижения зависимости от внешних поставок топлива.

В исследование были включены Гавайские и Канарские острова, Кипр, Крит, Тасмания, Бонэйр, Магаданская область, Сахалин и другие территории, демонстрирующие вариативность в условиях схожих вызовов (табл. 2).

Таблица 2

Сводные данные по рассматриваемым энергосистемам

Table 2

Summary data on the power systems under review

Наименование	Уст. мощность, МВт	Пик потребления, МВт	Население, тыс.	Доля ВИЭ, %	Наличие ресурсов
Калининградская область, РФ	1860	717	1033,9	<1,0	Нет
о. Оаху, США	1973,1	1100	953,2	31	Нет
о. Крит, ЕС	1084,1	684	670,0	28,8	Нет
о. Кипр	2275,5	1243	1358,2	34,98	Нет
о. Тасмания, Австралия	3245,0	1760	576,0	81,0	Гидроресурсы
о. Гран-Канария, ЕС	1287,00	506,1	851,2	24,05	Нет
о. Тенерифе, ЕС	1389,1	558,8	917,8	24,4	Нет
Исландия	2935,7	2800	384,0	99,98	Геотермальные
Магаданская область, РФ	1647,5	432,7	133,4	94	Гидроресурсы

На основании принятых критериев для дальнейшего анализа были отобраны энергосистемы островов Оаху (США), Крит (Греция), Кипр, Тенерифе и Гран-Канария (Испания). Энергосистемы Тасмании, Исландии и Магаданской области были исключены из сравнения ввиду отличий в структуре энергобаланса (доминирование гидро- и геотермальной генерации).

На втором этапе проводились сбор и систематизация данных из открытых источников по каждой из отобранных энергосистем. Использовались рецензируемые статьи и материалы конференций, отчеты системных операторов (Hawaiian Electric, ADMIE, TSOC, Red Eléctrica de España), анализировались отчеты о крупных системных авариях, планы развития сетей, а также доклады отраслевых организаций о технических аспектах функционирования и устойчивости систем.

На третьем этапе проводился их сравнительный анализ в части:

- структуры установленной мощности и энергобаланса, включая типы электростанций и используемые виды топлива;
- достигнутого уровня интеграции ВИЭ и основных технологий, используемых для их подключения. При этом анализ направлен не на сравнение географических и климатических условий или абсолютного потенциала ВИЭ, а на оценку системных эффектов от их уже достигнутой доли и стратегий, которые позволили ее повысить;
- опыта внедрения технологий повышения гибкости и надежности энергосистемы (включая использование технологий высоковольтных линий постоянного тока и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ));
- устойчивости к системным возмущениям, которая оценивается на примере анализа крупных аварийных событий и их причин.

Результаты

Гавайский архипелаг, остров Оаху, США

Остров Оаху выбран в качестве примера успешной трансформации, где традиционные углеводородные тепловые электростанции (ТЭС) постепенно заменяются ВИЭ и СНЭЭ. Энергосистема Оаху изолирована от других островов и имеет собственную сетевую инфраструктуру, системообразующая сеть которой выполнена на напряжении 138 кВ (рис. 3)².

Анализ структуры генерирующих мощностей острова Оаху показывает преобладание ТЭС, использующих в качестве энергоресурса нефть. При этом доля ежегодной выработки электроэнергии за счет ВИЭ с 2011 г. достигла к 2024 г. 31%³. Наряду с генерирующими активами, управляемыми оператором энергосистемы (табл. 3), на острове широко внедряется распределенная солнечная генерация на стороне потребителей, установленная мощность которой составляет около 662 МВт. Этот объем мощности не включен в табл. 3, поскольку он относится к неуправляемым, и для энергосистемы он выступает не как прямой источник генерации, а как фактор, снижающий видимую сетевую нагрузку, что, в свою очередь, изменяет график ее покрытия и приводит к снижению общей инерции системы.

Одним из инструментов для обеспечения устойчивости системы при интеграции ВИЭ (высокой доли солнечной генерации) стали СНЭЭ. За последние два десятилетия на Гавайях реализован ряд проектов накопителей энергии на базе аккумуляторных батарей общей мощностью 430,75 МВт и емкостью 1469,83 МВт·ч. Планируется ввод 527,75 МВт и 1985 МВт·ч соответственно⁴. Первый крупный коммерческий проект был введен в 2023 г. – Kapolei Energy Storage (KES) мощностью 135 МВт / 540 МВт·ч для базового покрытия и 50 МВт / 25 МВт·ч для

² Sustainability Report &. Режим доступа: <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/sustainability/sustainability-report-and-maps> (дата обращения: 25.11.2025).

³ Hawaiian Electric. Surges to 36% Renewable Energy on Grids. Режим доступа: <https://www.hawaiianelectric.com/hawaiian-electric-surges-to-36-renewable-energy-on-grids> (дата обращения: 04.04.2025).

⁴ Hawaiian Electric. Renewable Project Status Board. Режим доступа: <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/our-clean-energy-portfolio/renewable-project-status-board> (дата обращения: 04.04.2025).

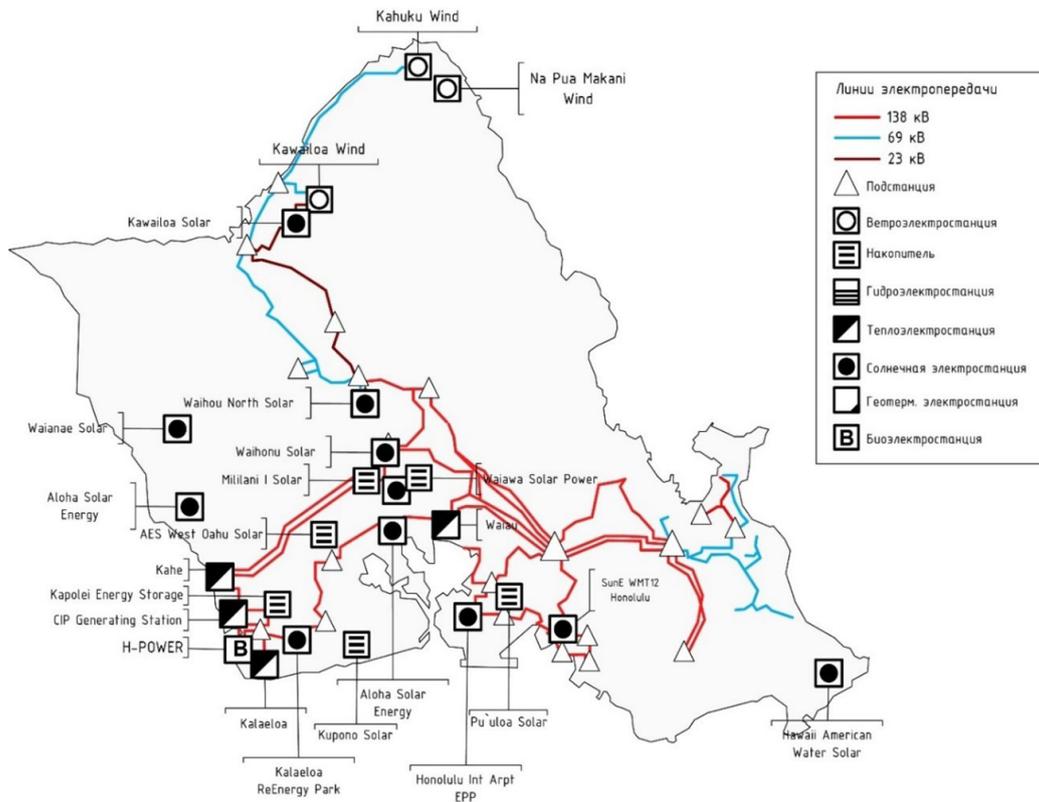


Рис. 3. Карта электроэнергетической инфраструктуры острова Оаху

Fig. 3. Map of Oahu's electricity infrastructure

Таблица 3

Группы генерации на электростанциях острова Оаху

Table 3

Generation groups of Oahu Island power plants

Наименование	Топливо	ПСУ, МВт	ГТУ, МВт	ДГУ, МВт	ПГУ, МВт	Итого, МВт (%)
Kahe Power Plant	Нефть	2×135; 2×81,6; 2×86	—	—	—	605,2 (30,6%)
Kalaeloa Partners	Нефть	—	—	—	1×208	208 (10,54%)
Campbell Industrial Park	Нефть	—	1×129	—	—	129 (6,5%)
Waiau Power Plant	Нефть	2×50; 2×54,4; 2×81,6	2×51,3	—	—	474,6 (24%)
Schofield Barracks	Биодизель	—	6×8,4	—	—	48,6 (2,46%)
H-POWER	ТБО	1×68,5	—	—	—	68,5 (3,4%)
СЭС	—	—	—	—	—	316,2 (16,0%)
ВЭС	—	—	—	—	—	123 (6,23%)
Общая мощность		1045,7 (53%)	280,20 (14,2%)	—	208 (10,5%)	1973,1 (100%)

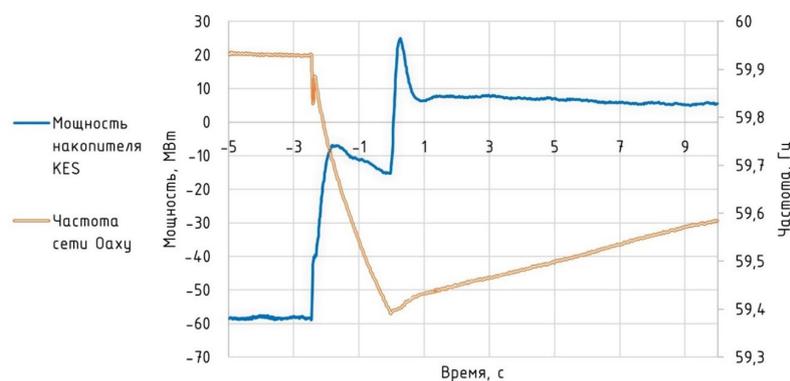


Рис. 4. Реакция KES в рамках стабилизации энергосистемы

Fig. 4. KES response as part of power system stabilization

частотного регулирования. Проект продемонстрировал эффективность в качестве резервного источника в ходе системной аварии 9 февраля 2024 г. Около полудня общая нагрузка системы составляла порядка 500–600 МВт, система KES находилась в режиме зарядки и была готова обеспечить поддержку сети. В 11:27 произошло аварийное отключение блока ПГУ Kahe 5, нагрузка которого составляла 42 МВт, что привело к падению частоты до 59,39 Гц. На отметке 59,70 Гц был инициирован запуск комплекса быстрого управления нагрузкой, который приостановил заряд KES. Через 0,25 секунды после отметки 59,4 Гц KES перешла в режим выдачи активной мощности, что остановило падение частоты. В течение последующего получаса система KES оставалась в работе, что позволило восстановить электроснабжение без отключения потребителей (рис. 4)⁵.

Системные аварии 8 января и 31 июля 2024 г., когда совпали плановые ремонты и неблагоприятные погодные условия, показали, что даже мощные аккумуляторные системы не могут выступать гарантом стабильности при длительном дефиците мощности. В ходе этих событий на фоне проводившихся профилактических ремонтов⁶ аварийные остановы энергоблоков электростанций привели к крупным веерным отключениям. Отмечено, что причиной описанных событий были отказы ТЭС. Это также подтверждается устойчивым ростом частоты внеплановых отказов на традиционных ТЭС⁷, что объясняется старением оборудования и усложнением их эксплуатации в переменном режиме работы. Отмечается – большой объем распределенной генерации у потребителей делает реальную нагрузку непредсказуемой, что снижает эффективность классической ступенчатой автоматической частотной разгрузки. Для решения этой проблемы Hawaiian Electric начала модернизацию схем автоматической частотной разгрузки, переходя к динамическим уставкам к 2028 г.⁸ Описанные события и проблемы подчеркивают необходимость модернизации энергетического оборудования и автоматики, а также более тщательного проектирования систем накопления энергии для обеспечения надежности и стабильности изолированных энергосистем.

Кроме технологических вызовов, ключевой проблемой изолированных энергосистем остается финансовая нагрузка на потребителей. В отличие от других регионов, на архипелаге нет прямых государственных субсидий, выравнивающих цену с материком. Поэтому правительство

⁵ Asano M. An Innovative Clean Energy Integrated Grid Plan for Hawaii. Режим доступа: <https://www.esig.energy/an-innovative-clean-energy-integrated-grid-plan-for-hawaii/> (дата обращения: 04.04.2025).

⁶ Hawai'i Powered. Hawaiian Electric – Integrated Grid Plan. Action Plan Annual Update – 2024. Режим доступа: https://hawaiipowered.com/igpreport/IGP_Action_Plan_Annual_Update_2024-06-24.pdf (дата обращения: 25.11.2025).

⁷ Hawai'i Natural Energy Institute Research Highlights. Grid Integration. Recent Reliability Challenges. Режим доступа: <https://www.hnei.hawaii.edu/wp-content/uploads/Recent-Reliability-Challenges.pdf> (дата обращения: 25.11.2025).

⁸ Oahu DUFLS Update: IGP TAP Transmission Subcommittee. Режим доступа: <https://www.hawaiianelectric.com/a/14824> (дата обращения: 25.11.2025).

Гавайев наряду с развитием сетевых СНЭЭ использует комплекс мер (льготные кредиты, поддержка местных производителей аккумуляторов и т.п.), чтобы сгладить финансовую нагрузку на конечных потребителей [20]. Например, был запущен проект Battery Bonus, направленный на стимулирование домохозяйств к установке частных накопителей за выплаты при передаче излишков электроэнергии в сеть в периоды пикового спроса. В итоге общая мощность подключенных СНЭЭ в рамках программы на Оаху достигла 46,8 МВт⁹.

Таким образом, гавайский опыт служит успешной моделью интеграции ВИЭ и СНЭЭ в условиях изолированной работы. Он демонстрирует не только техническую реализуемость, но и важность комплексного подхода к энергопереходу, включающего модернизацию или замену устаревших мощностей, развитие автоматизированного управления и ВИЭ, а также институциональную поддержку для преодоления технологических и экономических барьеров.

Острова Кипр и Крит, ЕС

Энергосистемы Кипра и Крита структурно схожи: обе зависят от импортного ископаемого топлива, имеют ограниченное количество крупных ТЭС и, как следствие, низкую инерционность системы, что затрудняет интеграцию ВИЭ. Для смягчения экономической нагрузки в случае Крита (как и в Калининградской области) используются механизмы государственного субсидирования тарифов. Системообразующая сеть энергосистемы Крита реализована на напряжении 150 кВ, Кипра – на напряжениях 220, 132 и 66 кВ (рис. 5)¹⁰.

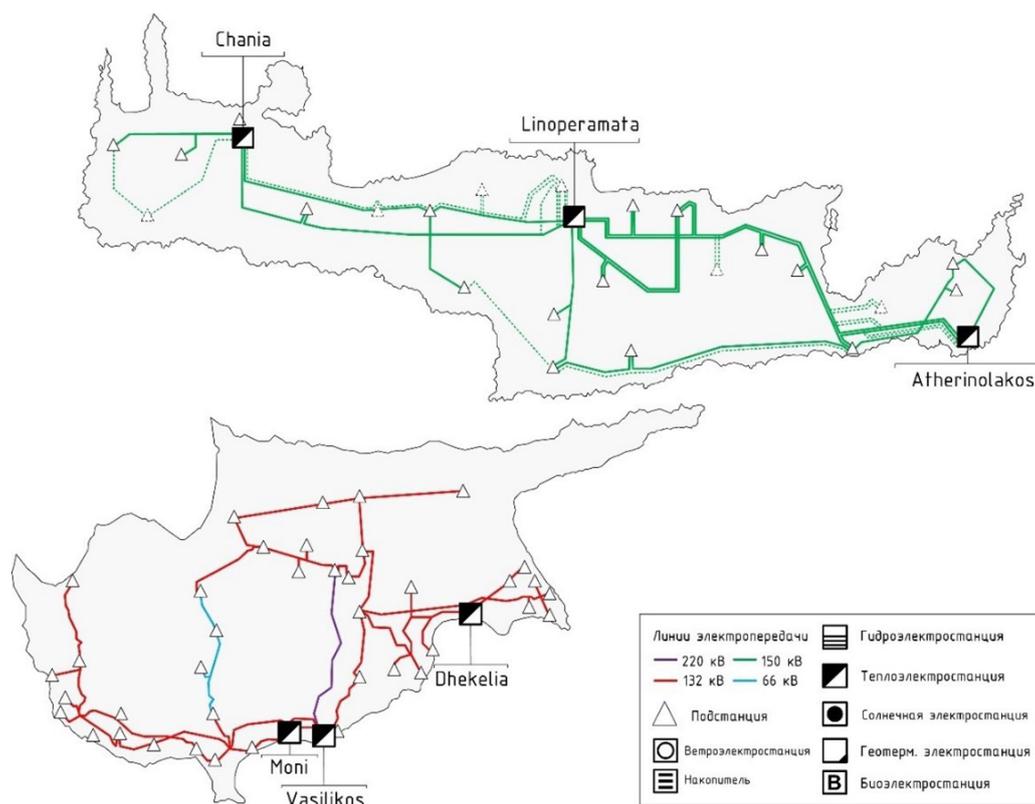


Рис. 5. Карта электроэнергетической инфраструктуры островов Крит и Кипр

Fig. 5. Map of the electricity infrastructure of the Crete and Cyprus Islands

⁹ Hawaiian Electric. Battery Bonus Program. Режим доступа: <https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-incentive-programs/battery-bonus> (дата обращения: 04.04.2025).

¹⁰ ADMIE. Ten-Year Development Plan. Режим доступа: <https://www.admie.gr/en/grid/development/ten-year-development-plan#collapse-accordion-74-1> (дата обращения: 04.04.2025); Ετήσια Έκθεση 2023. Режим доступа: https://www.edpb.europa.eu/about-edpb/about-edpb/annual-reports_el (дата обращения: 25.11.2025).

Около 70% совокупного электропотребления островов обеспечивается тремя крупными ТЭС на каждом острове. Несмотря на значительный технический потенциал ВИЭ в данных регионах [13], их фактическая доля в структуре выработки электроэнергии остается ограниченной, составляя 28,8% на Крите и 34,98% на Кипре. Ключевым ограничивающим фактором для дальнейшего наращивания доли ВИЭ выступает негативное влияние на надежность и устойчивость функционирования изолированных энергосистем [14], поэтому основу генерирующих мощностей составляют ТЭС (табл. 4)¹¹.

Таблица 4

Группы генерации, установленные на островах Кипр и Крит

Table 4

Generation groups installed on the Cyprus and Crete Islands

Наименование	Топливо	ПСУ, МВт	ГТУ, МВт	ДГУ, МВт	ПГУ, МВт	Итого, МВт (%)
<i>Остров Крит</i>						
Linoperamata	Нефть	2×15; 3×25	1×14,7; 1×28; 1×44	2×12,3	–	216,3 (20%)
Chania	Нефть	–	1×20; 2×30; 2×59,4	–	1×132	330,8 (30,5%)
Atherinolakos	Нефть	2×50	–	1×22,5; 2×51,1	–	224,7 (20,7%)
СЭС	–	–	–	–	–	102 (9,4%)
ВЭС	–	–	–	–	–	210 (19,4%)
Общая мощность		205 (18,9%)	285,5 (26,34%)	149,3 (13,7%)	132 (12,2%)	1084,1 (100%)
<i>Остров Кипр</i>						
Dhekelia	Нефть	6×60	–	2×51	–	462 (20,3%)
Moni	Нефть	–	4×37,5	–	–	150 (6,6%)
Vasilikos	Нефть	3×130	1×37,5	–	2×220	867,5 (38,1%)
СЭС	–	–	–	–	–	638 (28,0%)
ВЭС	–	–	–	–	–	158 (6,9%)
Общая мощность		750 (32,9%)	187,5 (8,24%)	102 (4,5%)	440 (19,3%)	2275,5 (100%)

Энергосистемы островов характеризуются относительно небольшими масштабами, ограниченным количеством маневренных генерирующих мощностей и пониженной системной инерционностью. Такие особенности приводят к трудностям в обеспечении устойчивой интеграции большой доли ВИЭ, особенно в условиях отсутствия дополнительных компенсирующих мощностей, таких как ГАЭС или СНЭЭ. Для иллюстрации указанных особенностей и их влияния на устойчивость энергосистем в аварийных ситуациях рассмотрим поведение энергосистемы острова Крит в ходе отключения паросилового агрегата мощностью 35 МВт, которое произошло 24 октября 2018 г. в 9:00 по местному времени (рис. 6)¹². Нагрузка в момент аварии составляла

¹¹ ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2023–2032: Τεύχος Παραρτημάτων. Αθήνα: Διεύθυνση Στρατηγικής & Σχεδιασμού Ανάπτυξης Συστήματος, 2022. 132 σ.

¹² Crete Power System Antiopi Gigantidou – Hellenic Electricity Distribution Network Operator, Greece. Режим доступа: https://hybridpowersystems.org/wp-content/uploads/sites/13/2019/06/1_4_HYB19_079_presentation_Gigantidou_Antiopi.pdf (дата обращения: 04.04.2025).

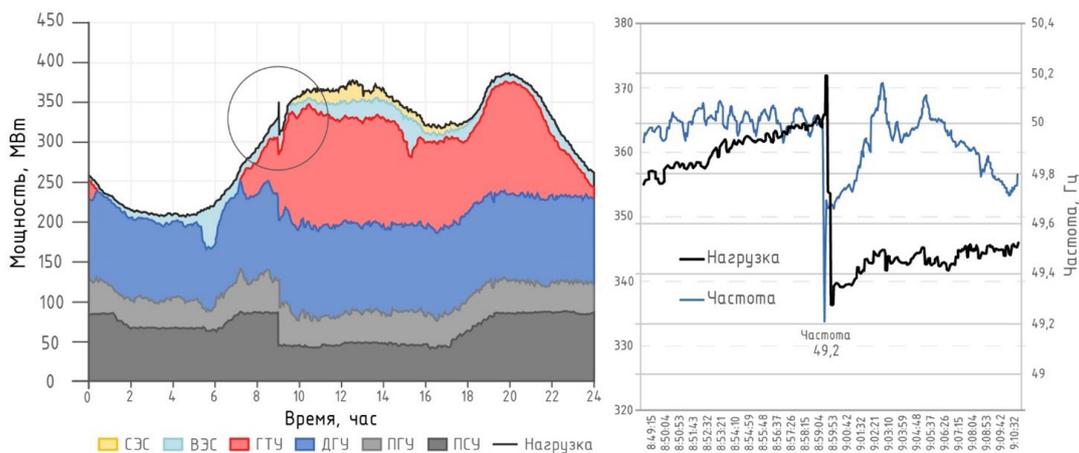


Рис. 6. Авария в энергосистеме острова Крит

Fig. 6. Incident in the power system of the Crete Island

370 МВт. В момент потери генерации частота в энергосистеме упала до 49,2 Гц (от номинальных 50 Гц), что привело к срабатыванию противоаварийной автоматики и отключению части потребителей.

Восстановление номинальной частоты в энергосистеме потребовало форсированного перераспределения нагрузки на более маневренные ГТУ. Схожие оперативные стратегии, основанные на использовании ГТУ и противоаварийной автоматики для устранения небалансов мощности, применяются в энергосистеме Кипра. Однако, несмотря на высокую скорость пуска и способность к быстрому изменению выдаваемой мощности, ГТУ ограничены в быстродействии при компенсации резких отклонений частоты, возникающих при авариях. Поэтому использование ГТУ и противоаварийной автоматики, хотя и обеспечивает текущую устойчивость систем, не является оптимальным долгосрочным решением в условиях нарастающей интеграции ВИЭ.

Фундаментальным подходом к повышению надежности, устойчивости и экономической эффективности функционирования изолированных энергосистем является их интеграция с более крупными энергетическими объединениями посредством межсистемных связей. В настоящее время активно реализуется проект объединения электрических сетей Крита и континентальной Греции путем прокладки подводных кабельных линий [15]. На первом этапе введены линии переменного тока 150 кВ мощностью 2×200 МВт. Функциональная значимость данной межсистемной связи для повышения динамической устойчивости и надежности энергоснабжения Крита была неоднократно подтверждена в условиях аварийных ситуаций. В частности, 3 июля 2021 г. после аварийного отключения генерирующей мощности в объеме 150 МВт на электростанции Ханья (Chania) данная линия обеспечила необходимую поддержку, существенно ускорив процесс восстановления нормального режима работы энергосистемы¹³. На втором этапе будет введена линия постоянного тока мощностью 700 МВт (2×350 МВт). Завершение этой связи создаст необходимую инфраструктурную основу для реализации более крупного проекта – Euro-Asia Interconnector. Он направлен на формирование транснациональной электрической связи, объединяющей энергосистемы Европейского Союза (через Крит и Грецию), Кипра и Израиля. Структурная схема этого международного проекта с пропускной способностью 1000 МВт (в первой фазе) на каждом участке представлена на рис. 7.

¹³ ADMIE. Successful Power Supply to Crete through Interconnection. Режим доступа: <https://www.admie.gr/en/kentro-typoy/press-releases/successful-power-supply-crete-through-iptos-new-interconnection> (дата обращения: 04.04.2025).

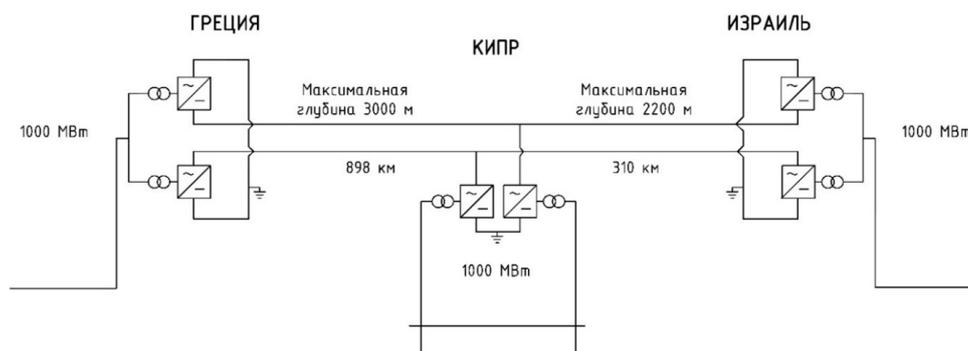


Рис. 7. Межсистемная связь Euro-Asia Interconnector

Fig. 7. Euro-Asia Interconnector link

Подобная инициатива является решением сразу ряда проблем. В частности, обеспечивается возможность гибкого импорта/экспорта электроэнергии, что способствует оптимизации режимов работы и снижению эксплуатационных затрат; повышается общая надежность и устойчивость энергоснабжения; снижается критическая зависимость от ископаемых видов топлива. Кроме того, формируются благоприятные технико-экономические условия для безопасной и эффективной интеграции больших объемов ВИЭ.

Острова Тенерифе и Гран-Канария, Испания

Рассмотрение энергетических систем Тенерифе и Гран-Канарии демонстрирует специфические проблемы управления, возникающие в условиях высокой концентрации генерирующих мощностей на ограниченном числе крупных объектов. Экономическая структура островов в значительной степени определена развитием туристической отрасли, что обуславливает характерные пики и сезонные колебания электропотребления. Системообразующая электрическая сеть на обоих островах базируется на линиях электропередачи классов напряжения 220 кВ и 66 кВ. Топология сетей и размещение ключевых объектов представлены на рис. 8¹⁴.

Регион обладает значительным потенциалом для развития ветровых и солнечных электростанций. За последние 12 лет на Канарах наблюдается постепенный рост доли ВИЭ в производстве электроэнергии (с 5,7% до 19,8%) и ожидается, что этот показатель продолжит расти¹⁵. Оставшуюся долю покрывают электростанции на ископаемом топливе (табл. 5).

Данные, представленные в табл. 5, отражают высокую степень концентрации мощности: более 50% суммарной установленной мощности на каждом из островов приходится на один энергообъект – ТЭС Granadilla на Тенерифе и ТЭС Barranco Tirajana на Гран-Канарии. Такая структурная особенность повышает уязвимость энергосистем к единичным отказам крупных блоков или ключевых элементов сети. Иллюстрацией данной уязвимости служит крупная системная авария, произошедшая в энергосистеме Тенерифе 29 сентября 2019 г. (рис. 9)¹⁶.

Согласно отчету энергетической компании, инициирующим событием аварии стал отказ трансформатора напряжения на системообразующей подстанции. Первичное однофазное короткое замыкание было устранено действием релейной защиты, однако спустя чуть более секунды, предположительно из-за задымления поврежденного трансформатора напряжения, возникло вторичное замыкание в разъединителе, переросшее в трехфазное короткое замыкание. Развитие аварийного процесса привело к потере подстанции и каскадному отключению восьми линий электропередачи и двух трансформаторов.

¹⁴ Anuario Energéticos de Canarias. Режим доступа: <https://www.gobiernodecanarias.org/energia/materias/anuarios-energeticos/> (дата обращения: 25.11.2025).

¹⁵ Там же

¹⁶ Informe incidente Tenerife 29 septiembre 2019. Режим доступа: <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/informe-incidente-tenerife-29-septiembre-2019> (дата обращения: 04.04.2025).

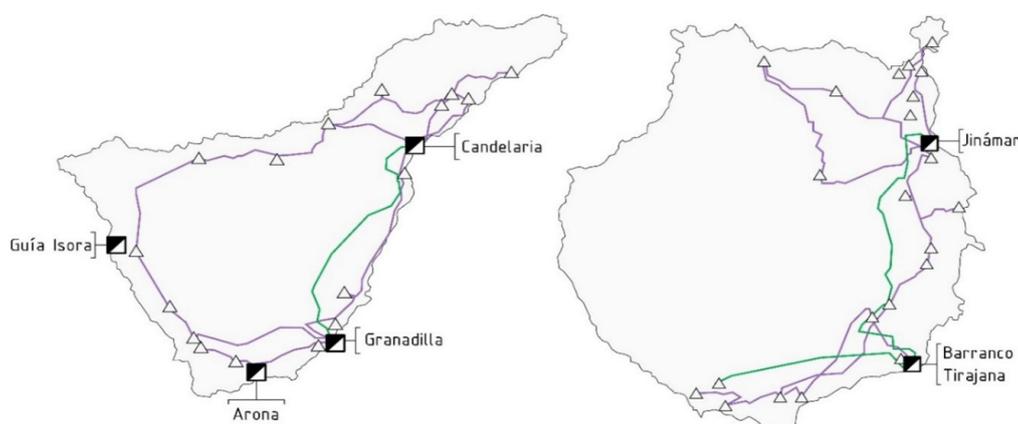


Рис. 8. Карта электроэнергетической инфраструктуры островов Тенерифе и Гран-Канария

Fig. 8. Map of the electricity infrastructure of Tenerife and Gran-Canaria

Таблица 5

Группы генерации на островах Тенерифе и Гран-Канария

Table 5

Generation groups of the Tenerife and Gran-Canaria Islands

Наименование	Топливо	ПСУ, МВт	ГТУ, МВт	ДГУ, МВт	ПГУ, МВт	Итог, МВт (%)
<i>Остров Тенерифе</i>						
Candelaria	Нефть	2×40	2×37,5; 1×17	3×12	—	205 (14,97%)
Granadilla	Нефть	2×80	1×37; 1×42	2×24	1×226; 1×235	744 (53,85%)
Guía Isora	Нефть	—	2×22	—	—	44 (3,17%)
Arona	Нефть	—	2×25	—	—	50 (3,60%)
СЭС	—	—	—	—	—	116,5 (8,4%)
ВЭС	—	—	—	—	—	222,6 (16%)
Общая мощность		240 (22,86%)	265 (25,24%)	84 (8%)	461 (43,9%)	1389,1 (100%)
<i>Остров Гран-Канария</i>						
Jinámar	Нефть	2×60	1×23,5; 2×37,5	3×12; 2×24	—	302,5 (23%)
Barranco Tirajana	Нефть	2×80	2×37,5	—	2×230	695 (52,92%)
СЭС	—	—	—	—	—	77,5 (5,9%)
ВЭС	—	—	—	—	—	238,4 (18,1%)
Общая мощность		280 (28,1%)	173,5 (17,39%)	84 (8,4%)	460 (46,1%)	1313,4 (100%)

Во время короткого замыкания на шинах синхронные генераторы системы ускорились из-за невозможности выдать генерируемую мощность при низком напряжении. Сразу после устранения короткого замыкания частота кратковременно поднялась до 50,63 Гц, но затем, вследствие отключения крупных энергоблоков, началось лавинообразное падение частоты (со скоростью до 5,4 Гц/с). Частота достигла критического уровня 36,4 Гц спустя примерно 5 секунд после возникновения короткого замыкания на шинах. Столь высокая скорость падения частоты сделала невозможным удержание синхронизма оставшимися генераторами.

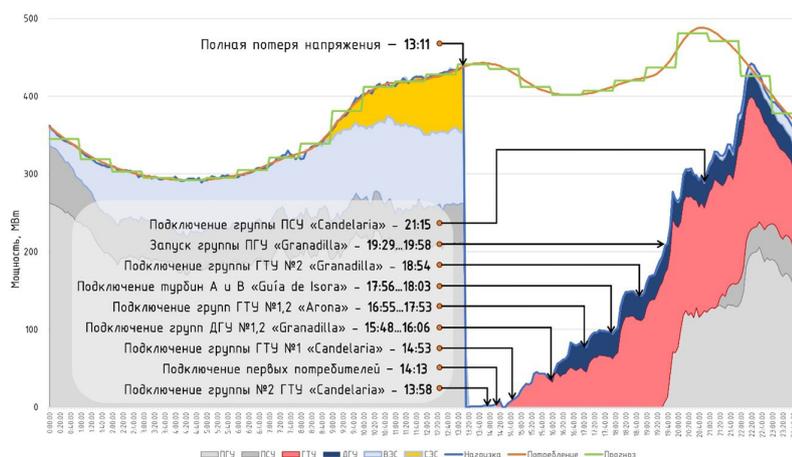


Рис. 9. Динамика изменения генерации в рамках системной аварии

Fig. 9. Dynamics of generation changes within an incident

Подобные аварии наглядно демонстрируют проблемы, присущие изолированным энергосистемам с высокой концентрацией генерации: повышенную чувствительность частоты к небалансам активной мощности и ограниченные возможности системы по демпфированию крупных возмущений. Это подчеркивает необходимость внедрения технологических и системных решений, способных обеспечить быстродействующее регулирование частоты.

Для решения проблем рассматриваемых энергосистем было принято решение о развитии межсетевых электрических связей. В 2021 г. правительство Канар открыло проект первой двухцепной подземно-подводной кабельной линии с напряжением 66 кВ и пропускной способностью 50 МВА между островами Тенерифе и Ла-Гомера¹⁷. Данная связь не только позволит повысить устойчивость обеих энергосистем, но и создаст условия для более эффективного использования избыточной генерации ВИЭ на Ла-Гомере. В долгосрочной перспективе рассматривается более крупный проект – создание межсистемной связи между Тенерифе и Гран-Канарией к 2030 г. Результаты моделирования показывают, что реализация данного проекта позволит увеличить оптимальный уровень увеличения доли ВИЭ в суммарном энергобалансе островов до 70% и выше, а также снизить стоимость производства электроэнергии на 15–30% [21].

Наряду с развитием межсетевых связей на Гран-Канарии реализуется проект по созданию крупномасштабной системы накопления энергии: ГАЭС Chira-Soria установленной мощностью 200 МВт и емкостью водохранилищ, эквивалентной 3,2 ГВт·ч запасенной энергии. Согласно результатам предварительных расчетов [12], ГАЭС Chira-Soria предоставит гибкий инструмент, который обеспечит необходимые резервы мощности и позволит существенно увеличить допустимую долю интеграции ВИЭ в энергосистеме Гран-Канарии с текущего уровня до прогнозируемых 49–51% к 2030 г.

Обсуждение

Энергосистема Калининградской области сформирована в условиях ограниченного доступа к технологическим ресурсам и геополитической нестабильности, усугубленной выходом стран Балтии из ЕЭС/ОЭС (IPS/UPS). Несмотря на текущую самодостаточность и функциональную автономность системы, остаются возможности для повышения надежности и оптимизации парка генерирующего оборудования, с целью повышения ее эффективности.

¹⁷ Red Eléctrica de España. Finaliza Subestación Chío – Interconexión Tenerife-Gomera. Режим доступа: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa-interconexiones-transicion-ecologica/2025/01/red-electrica-finaliza-subestacion-chio-interconexion-tenerife-gomera> (дата обращения: 04.04.2025).

Сравнительный анализ пяти изолированных энергосистем – Оаху (США), Кипра, Крита (ЕС), Тенерифе и Гран-Канарии (Испания) – выявил общие для «энергетических островов» закономерности, релевантные для Калининградской области. Сходные выводы приводятся в [22], где отмечается, что, несмотря на климатические различия, подходы к энергообеспечению во многом совпадают: основная стратегия – повышение энергоэффективности и управление спросом; ключевая задача – выбор оптимальной архитектуры изолированной энергосистемы с применением технологий, повышающих гибкость сети при минимальных затратах и выбросах; приоритеты – развитие распределенной генерации, высокая доля ВИЭ и софинансирование.

Межсистемные связи, примером реализации которых служат Крит и Канары, повышают надежность, экономическую эффективность и возможности интеграции ВИЭ, однако их реализация для Калининградской области в текущих условиях не рассматривается. Опыт Гавайев, Австралии и других систем демонстрирует – СНЭЭ на базе аккумуляторов способны предоставлять ключевые системные услуги для обеспечения динамической устойчивости и частотного регулирования, что также подтверждено в работе [23]: показано увеличение запаса динамической устойчивости, предельного времени отключения короткого замыкания и допустимой выдачи мощности станции при корректной коммутации накопителей.

Исходя из проведенного анализа, среднесрочным приоритетом реструктуризации энергетического комплекса Калининградской области следует считать развитие локальных источников генерации (распределенные ВИЭ и объекты утилизации твердых бытовых отходов) в связке с аккумуляторными СНЭЭ. Этому способствуют два ключевых фактора: наличие в регионе производства литий-ионных аккумуляторных батарей РЭНЕРО, формирующего производственно-технологическую базу для развертывания накопителей, и значительный, хотя пока слабо освоенный, потенциал ВИЭ, эффективность интеграции которого может быть повышена за счет СНЭЭ. Второй локальный источник – утилизация твердых бытовых отходов. По расчетам [3], полная переработка 350 тыс. т/год обеспечивает около 0,175 млрд кВт·ч/год электроэнергии ($\approx 3,5\%$ потребности региона) и 0,34–0,4 млн Гкал/год тепла; в сочетании с вводом ВЭС 110 МВт ($\approx 0,3$ млрд кВт·ч/год) можно снизить зависимость от привозных энергоресурсов и улучшить экологические показатели региона. С целью обеспечения динамической устойчивости энергосистем необходим накопитель на аккумуляторных батареях мощностью 110 МВт и емкостью 260 МВт·ч при времени разряда 2,4 часа или емкостью 54 МВт·ч при времени разряда 0,5 часа [24].

Даже при умеренных темпах развития ВИЭ внедрение СНЭЭ открывает дополнительные возможности для оптимизации режимов работы существующего генерирующего комплекса. В частности, накопители могут быть эффективно использованы для частичного или полного замещения функций ГТУ при покрытии пиковой части графика нагрузки и предоставлении оперативных резервов мощности; снижение количества пусковых циклов ГТУ уменьшит их износ и эксплуатационные расходы.

Эффективность внедрения СНЭЭ определяется оптимальным выбором параметров – мощности, емкости, скорости реакции и места размещения; эта многокритериальная задача должна учитывать перспективный энергобаланс с учетом ВИЭ и снижения общей системной инерции. Параметры СНЭЭ должны обеспечивать выполнение системных требований по резервированию мощностей и регулированию частоты; необходимо рассмотреть наиболее вероятные режимы, включая плановые ремонты и аварийные отключения крупнейших энергоблоков.

Заключение

1. Обоснован комплекс критериев отбора (степень изоляции, зависимость от импорта топлива, сопоставимость масштабов, уровень интеграции ВИЭ) изолированных энергосистем, сопоставимых с энергосистемой Калининградской области, для их сравнительного анализа.

2. Предложена методика анализа изолированных энергосистем и выполнено исследование, охватывающие структуру генерации, используемых технологий, нормальных и аварийных режимов пяти систем, сопоставимых с энергосистемой Калининградской области, что позволило сформировать научно обоснованную реструктуризацию генерирующего комплекса энергосистемы Калининградской области с целью повышения ее эффективности и надежности при работе в изолированном режиме.

3. В работах [3, 24] научно обоснованы первоочередные проекты реструктуризации генерирующего комплекса: утилизация твердых бытовых отходов (350 тыс. т/год), образующаяся в Калининградской области; возведение ветроэлектростанции мощностью 110 МВт, а также накопителя мощностью 110 МВт и энергоемкостью до 260 МВт·ч для обеспечения динамической устойчивости и эффективности энергосистемы; снижение числа пусковых циклов ГТУ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

[1] **Хондошко Ю.В., Воробьев А.А.** Технологически изолированные энергосистемы России // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2023. № 101. С. 88–91. DOI: 10.22250/20730268_2023_101_88

[2] **Шутов И.В.** Проблемы обеспечения энергетической безопасности изолированных территорий Российской Федерации // Региональная и отраслевая экономика. 2023. № 1. С. 58–65. DOI: 10.47576/2949-1916_2023_1_58

[3] **Белей В.Ф., Коцарь Г.В.** Энергетика Калининградской области: переход к изолированному режиму работы и оценка перспектив развития // Электричество. 2025. № 5. С. 16–27. DOI: 10.24160/0013-5380-2025-5-16-27

[4] **Андранович Б., Жуков А.В., Курилкин А.И., Миляев Р.Г., Павлушко С.А., Сацук Е.И., Шаров Ю.В.** Особенности реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение нагрузки в энергосистеме Калининградской области // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. Т. 82, № 1. С. 26–35.

[5] **Андранович Б., Аюев Б.И., Грабчак Е.П., Жуков А.В., Лисицын А.А., Павлушко С.А., Сацук Е.И., Черезов А.В.** Противоаварийное управление в изолированно работающих энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. Т. 82, № 1. С. 19–25.

[6] **Аюев Б.И., Бинько Г.Ф., Герасимов А.С., Гуриков О.В., Жуков А.В., Миляев Р.Г., Павлушко С.А., Смирнов А.Н.** Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. Т. 82, № 1. С. 124–130.

[7] **Аминов Р.З., Кожевников А.И.** Влияние переменных режимов работы и пуско-остановочных операций на выработку ресурса газовых турбин // Труды Академэнерго. 2017. № 4. С. 58–66.

[8] **Герасимов А.С., Измайлов Р.К., Лисицын А.А.** Развитие средств режимного и противоаварийного управления энергосистем // Энергетика будущего: сборник статей Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 80-летию проф. Ф.Р. Исмагилова. 2024. С. 7–12.

[9] **Бончук И.А., Ерохин П.М.** Оперативное прогнозирование потребления мощности в изолированных энергосистемах // Электричество. 2022. № 1. С. 24–34. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-1-24-34

[10] **Бончук И.А., Шапошников А.П., Ерохин П.М., Созинов М.А.** Оптимизация режимов работы электростанций в изолированных электроэнергетических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 4. С. 16–25. DOI: 10.34831/EP.2021.1077.4.004

[11] **Stein K., Tun M., Musser K., Rocheleau R.** Evaluation of a 1 MW, 250 kW-hr battery energy storage system for grid services for the Island of Hawaii, *Energies*, 11 (12) (2018) 3367. DOI: 10.3390/en11123367

- [12] **Lozano Medina J.C., Mendieta Pino C.A., Ramos Martín A., León Zerpa F.** A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in Canary Islands, *Water*, 4 (16) (2024) 515. DOI: 10.3390/w16040515
- [13] **Karapidakis E., Kalogerakis C., Pompodakis E.** Sustainable power generation expansion in island systems with extensive RES and energy storage, *Inventions*, 8 (5) (2023) 127. DOI: 10.3390/inventions8050127
- [14] **Akçaba S., Eminer F.** Sustainable energy planning for the aspiration to transition from fossil energy to renewable energy in Northern Cyprus, *Heliyon*, 8 (6) (2022) e09813. DOI: 10.1016/j.heliyon.2022.e09813
- [15] **Vourdoubas J.** The interconnection of the electric grid in the Island of Crete, Greece, and its contribution to the clean energy transition, *European Journal of Environment and Earth Sciences*, 4 (6) (2023) 1–9. DOI: 10.24018/ejgeo.2023.4.6.429
- [16] **Als Salman A.S., Alharbi T., Mahfouz A.A.** Enhancing the stability of an isolated electric grid by the utilization of energy storage systems: A case study on the Rafha grid, *Sustainability*, 15 (17) (2023) 13269. DOI: 10.3390/su151713269
- [17] **Hamilton J., Negnevitsky M., Wang X., Semshchikov E.** The role of low-load diesel in improved renewable hosting capacity within isolated power systems, *Energies*, 13 (16) (2020) 4053. DOI: 10.3390/en13164053
- [18] **Hoke A., Gevorgian V., Shah S., Koralewicz P., Kenyon R.W., Kroposki B.** Island power systems with high levels of inverter-based resources: Stability and reliability challenges, *IEEE Electrification Magazine*, 9 (1) (2021) 74–91. DOI: 10.1109/MELE.2020.3047169
- [19] **Коцарь Г.В.** Определение перспективных площадок размещения ветроэлектростанций при помощи геоинформационных систем на примере Калининградской области // *Промышленная энергетика*. 2022. № 8. С. 49–59. DOI: 10.34831/EP.2022.58.12.006
- [20] **Wu D., Ma X., Balducci P., Bhatnagar D.** An economic assessment of behind-the-meter photovoltaics paired with batteries on the Hawaiian Islands, *Applied Energy*, 286 (2021) 116550. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116550
- [21] **Qiblawey Y., Alassi A., ul Abideen M.Z., Bañales S.** Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: The case of Tenerife and Gran Canaria, *Energy Policy*, 162 (2022) 112791. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112791
- [22] **Лихачев В.Л.** Зарубежный опыт решения проблем энергоснабжения удаленных и изолированных районов. Режим доступа: <https://ur.hse.ru/mirror/pubs/share/414890489.pdf> (дата обращения: 25.09.2025).
- [23] **Беляев А.Н., Вернер М.Е., Захарян Е.А., Сорокин Е.В.** Повышение запасов динамической устойчивости на основе использования систем накопления энергии // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2024. Т. 90, № 1. С. 46–55.
- [24] **Рзай А.А., Белей В.Ф.** Выбор накопителя на базе аккумуляторных батарей для Калининградской энергосистемы // *Вестник молодежной науки*. 2020. Т. 5, № 3. С. 12. DOI: 10.46845/2541-8254-2020-2(24)-13-13

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ВЕСЕЛОВСКИЙ Кирилл Константинович – аспирант, Калининградский государственный технический университет, без степени.

E-mail: weselkirill@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6699-2458>

БЕЛЕЙ Валерий Феодосиевич — *заведующий кафедрой энергетики, профессор, Калининградский государственный технический университет, д-р техн. наук.*

E-mail: vbeley@klgtu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4086-6936>

REFERENCES

- [1] **Yu.V. Khondoshko, A.A. Vorobyov**, Technologically isolated energy systems of Russia, *Vestnik Amurskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Estestvennye i ekonomicheskie nauki [Amur State University Bulletin. Series: Natural and Economic Sciences]*, 101 (2023) 88–91. DOI: 10.22250/20730268_2023_101_88
- [2] **I.V. Shutov**, Problems of ensuring energy security of isolated territories of the Russian Federation, *Regional and Sectoral Economy*, 1 (2023) 58–65. DOI: 10.47576/2949-1916_2023_1_58
- [3] **V.F. Beley, G.V. Kotsar'**, Power system of the Kaliningrad Region: Transition to isolated operation and assessment of development prospects, *Elektrichestvo*, 5 (2025) 16–27. DOI: 10.24160/0013-5380-2025-5-16-27
- [4] **B. Andranovich, A.V. Zhukov, A.I. Kurilkin, R.G. Milyaev, S.A. Pavlushko, E.I. Satsuk, Yu.V. Sharov**, Features of the load shedding in the power system of the Kaliningrad region, *Izvestiia NTC Edinoi energeticheskoi sistemy [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System]*, 1 (82) (2020) 26–35.
- [5] **B. Andranovich, B.I. Ayuev, E.P. Grabchak, A.V. Zhukov, A.A. Lisitsyn, S.A. Pavlushko, E.I. Satsuk, A.V. Cherezov**, Emergency control in isolated power systems, *Izvestiia NTC Edinoi energeticheskoi sistemy [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System]*, 1 (82) (2020) 19–25.
- [6] **B.I. Ayuev, G.F. Binko, A.S. Gerasimov, O.V. Gurikov, A.V. Zhukov, R.G. Milyaev, S.A. Pavlushko, A.N. Smirnov**, Peculiarities of frequency and power flow control in isolated power systems, *Izvestiia NTC Edinoi energeticheskoi sistemy [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System]*, 1 (82) (2020) 124–130.
- [7] **R.Z. Aminov, A.I. Kozhevnikov**, Influence of variable operating modes, starting and stopping operations on resource generation gas turbines, *Transactions of Academenergo*, 4 (2017) 58–66.
- [8] **A.S. Gerasimov, R.K. Izmailov, A.A. Lisicyn**, *Razvitie sredstv rezhimnogo i protivovariinogo upravleniia energosistem [Development of means for operational and emergency management of power systems]*, *Energetika budushchego: sbornik statei Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferencii, posviashchennoi 80-letiiu prof. F.R. Ismagilova [Energy of the Future: A Collection of Articles from the All-Russian Scientific and Practical Conference Dedicated to the 80th Anniversary of Professor F.R. Ismagilov]*, (2024) 7–12.
- [9] **I.A. Bonchuk, P.M. Erokhin**, Operational forecasting of power consumption in isolated power systems, *Elektrichestvo*, 1 (2022) 24–34. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-1-24-34
- [10] **I.A. Bonchuk, A.P. Shaposhnikov, P.M. Erokhin, M.A. Sozinov**, Optimization of operating modes of power plants in isolated power systems. *Izvestiia NTC Edinoi energeticheskoi sistemy [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System]*, 4 (2021) 16–25. DOI: 10.34831/EP.2021.1077.4.004
- [11] **K. Stein, M. Tun, K. Musser, R. Rocheleau**, Evaluation of a 1 MW, 250 kW-hr battery energy storage system for grid services for the Island of Hawaii, *Energies*, 11 (12) (2018) 3367. DOI: 10.3390/en11123367
- [12] **J.C. Lozano Medina, C.A. Mendieta Pino, A. Ramos Martín, F. León Zerpa**, A case study of a reverse osmosis based pumped energy storage plant in Canary Islands, *Water*, 4 (16) (2024) 515. DOI: 10.3390/w16040515
- [13] **E. Karapidakis, C. Kalogerakis, E. Pompodakis**, Sustainable power generation expansion in island systems with extensive RES and energy storage, *Inventions*, 8 (5) (2023) 127. DOI: 10.3390/inventions8050127

- [14] **S. Akçaba, F. Eminer**, Sustainable energy planning for the aspiration to transition from fossil energy to renewable energy in Northern Cyprus, *Heliyon*, 8 (6) (2022) e09813. DOI: 10.1016/j.heliyon.2022.e09813
- [15] **J. Vourdoubas**, The interconnection of the electric grid in the Island of Crete, Greece, and its contribution to the clean energy transition, *European Journal of Environment and Earth Sciences*, 4 (6) (2023) 1–9. DOI: 10.24018/ejgeo.2023.4.6.429
- [16] **A.S. Alsalman, T. Alharbi, A.A. Mahfouz**, Enhancing the stability of an isolated electric grid by the utilization of energy storage systems: A case study on the Rafha grid, *Sustainability*, 15 (17) (2023) 13269. DOI: 10.3390/su151713269
- [17] **J. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, E. Semshchikov**, The role of low-load diesel in improved renewable hosting capacity within isolated power systems, *Energies*, 13 (16) (2020) 4053. DOI: 10.3390/en13164053
- [18] **A. Hoke, V. Gevorgian, S. Shah, P. Koralewicz, R.W. Kenyon, B. Kroposki**, Island power systems with high levels of inverter-based resources: Stability and reliability challenges, *IEEE Electrification Magazine*, 9 (1) (2021) 74–91. DOI: 10.1109/MELE.2020.3047169
- [19] **G.V. Kotsar'**, Determination of promising sites for setting wind power plants using geo-information systems on the example of the Kaliningrad region, *Industrial Power Engineering*, 8 (2022) 49–59. DOI: 10.34831/EP.2022.58.12.006
- [20] **D. Wu, X. Ma, P. Balducci, D. Bhatnagar**, An economic assessment of behind-the-meter photovoltaics paired with batteries on the Hawaiian Islands, *Applied Energy*, 286 (2021) 116550. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116550
- [21] **Y. Qiblawey, A. Alassi, M.Z. ul Abideen, S. Bañales**, Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: The case of Tenerife and Gran Canaria, *Energy Policy*, 162 (2022) 112791. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112791
- [22] **V.L. Likhachev**, Zarubezhnyi opyt resheniia problem energosnabzheniia udalennykh i izolirovannykh raionov [International experience in solving energy supply problems in remote and isolated areas], <https://ur.hse.ru/mirror/pubs/share/414890489.pdf>. Accessed September 25, 2025.
- [23] **A.N. Beliaev, M.E. Verner, E.A. Zakharian, E.V. Sorokin**, Povyshenie zapasov dinamicheskoi ustoychivosti na osnove ispol'zovaniia sistem nakopleniia energii [Increasing dynamic stability reserves through the use of energy storage systems], *Izvestiia NTC Edinoi energeticheskoi sistemy* [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System], 1 (90) (2024) 46–55.
- [24] **A.A. Rzyay, V.F. Beley**, The choice of the storage battery on the basis of batteries for the Kaliningrad power, *Vestnik molodezhnoi nauki* [Bulletin of Youth Science], 5 (3) (2020) 12. DOI: 10.46845/2541-8254-2020-2(24)-13-13

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Kirill K. VESELOVKSÝ – *Kaliningrad State Technical University*.

E-mail: weselkirill@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6699-2458>

Valeriy F. BELEY – *Kaliningrad State Technical University*.

E-mail: vbeley@klgtu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4086-6936>

Поступила: 12.04.2025; Одобрена: 09.11.2025; Принята: 09.11.2025.

Submitted: 12.04.2025; Approved: 09.11.2025; Accepted: 09.11.2025.