УДК 620.92:621.355
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

Накопители электроэнергии в России: от глобального тренда к системной необходимости



А.В. Большаков,
директор Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан», руководитель профильной рабочей группы Российского национального комитета CIGRE по накопителям электроэнергии

В настоящее время меняется сама природа энергосистем. Еще недавно электроэнергетика была относительно инерционной отраслью — крупные электростанции, предсказуемая нагрузка, в целом понятные режимы. Сегодня происходит трансформация отрасли — энергопереход. В частности, растет доля ВИЭ-генерации, появляются и развиваются новые виды потребителей, и эпицентр этой трансформации смещается от простого наращивания мощностей к управлению гибкостью энергосистемы. В мире все чаще говорят не о том, «сколько у нас генерации», а о том, «достаточно ли у нас ресурсов, чтобы быстро и безопасно адаптироваться к изменениям». Именно в этом контексте фокус внимания мировой и отечественной электроэнергетики сосредотачивается в том числе на системах накопления электроэнергии (СНЭЭ), которые имеют потенциал стать полноценным инструментом управления режимами. В массовом сознании накопитель часто ассоциируется с бытовым аккумулятором, однако для энергосистемы СНЭЭ — это принципиально новый элемент энергосистемы, который позволяет взглянуть под иным углом на более чем 100-летний постулат электротехники об одновременности производства и потребления электроэнергии и о невозможности ее запасания впрок.



Благодаря СНЭЭ это правило трансформируется: в системе появляется управляемый энергобуфер, в который энергию можно запасать, а затем использовать по мере необходимости. Таким образом, система накопления может одновременно выступать и как генератор, и как управляемый потребитель. В большинстве развитых зарубежных энергосистем накопители рассматриваются не как вспомогательное оборудование, а как сформировавшийся самостоятельный системный ресурс, обеспечивающий устойчивость и гибкость энергосистемы.

Глобальный контекст и метрики оценки

Накопители — самый быстрорастущий сегмент мировой электроэнергетики в относительном выражении. Только за 2025 год в мире введено около 112 ГВт, или 315 ГВт·ч, новых СНЭЭ (по данным BloombergNEF) — объем, превышающий весь мировой парк систем накопления двух-трехлетней давности. Совокупная мировая установленная мощность систем промышленного накопления на основе электрохимических батарей, преимущественно литий-ионных, к концу 2025 года превысила 250 ГВт (по данным Rystad Energy). Это чуть меньше установленной мощности всей ЕЭС России и больше мощнос-ти всех действующих гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) на планете. Россия активно включается в глобальный тренд развития накопителей, формируя собственную траекторию с учетом особенностей оте-чественной энергосистемы.

Логика оценки накопителей отличается от оценки объектов традиционной генерации, для которой ключевыми являются установленная мощность



Рис. 1. *Положение СНЭЭ в структуре энергосистемы*

и выработка. Ключевые параметры для СНЭЭ — энергоемкость и удельная мощность. *Энергоемкость* — это «вместительность» аккумулятора, определяющая, сколько энергии можно запасти и как долго система способна работать. Высокая энергоемкость характерна, например, для литий-ионных батарей. *Удельная мощность* — это «мускулы» накопителя, показатель скорости, с которой он способен принять или отдать энергию, реагируя на изменения в системе. Высокая мощность, как у суперконденсаторов или маховиков, обеспечивает мгновенный, мощный, но короткий рывок. Быстродействие является ключевым преимуществом СНЭЭ перед традиционной генерацией.

Приведенные в табл. 1 значения ключевых параметров оценки различных видов СНЭЭ представляют собой ориентировочные диапазоны и могут относиться к различным уровням агрегирования накопителя и базовым годам оценки.

Важно корректно трактовать и *коэффициент полезного действия накопителей*. Этот параметр показывает, сколько энергии можно вернуть после зарядки. Например, КПД 70% означает, что из 100% запасенной энергии в сеть возвращается 70%. Современные литий-ионные промышленные и бытовые СНЭЭ имеют высокие показатели КПД в диапазоне 85–92% (для сравнения, у ГАЭС — примерно 70–85%). Однако прямое сравнение КПД СНЭЭ с КПД тепловых или гидроэлектростанций некорректно, так как это разные сущности. КПД электростанций — это показатель эффективности производства, то есть преобразования первичной энергии в электричество. У современных парогазовых ТЭС

Таблица 1. **Сравнение ключевых параметров оценки разных видов СНЭЭ [1]**

Тип накопителя	Удельная энергоемкость, Вт·ч/кг	Удельная мощность, Вт/кг	КПД, %	Стоимость, долл./кВт·ч (CAPEX по состоянию на конец 2025 года)
ГАЭС	0,5–1 (на массу воды)	1–10	70–85	100–200
Свинцово-кислотный аккумулятор	30–50	100–180	70–80	260–400 (коммунальные) / 350–1500 (распределенные)
Литий-ионный аккумулятор	200–350	250–3400	85–97	150–400
Суперконденсатор	5–30	10 000–15 000	90–98	2000–3000
Литий-полимерный аккумулятор (LiPo)	150–250	200–1000	90–95	90
Никель-кадмиевый аккумулятор	45–80	150	65–75	300–800
Маховик (супермаховик)	5–30	500–5000	85–95	400–1500
Натрий-ионный аккумулятор (Na-ion)	160–180	100–1000	85–92	90–125
Ванадий-редокс (проточный)	20–35	50–250	75–80	280–380
Сжатый воздух (ВАЭС)	2–10	2–50	60–75	120–200
Сверхпроводниковый индуктивный накопитель (СПИН)	5–15	1000–5000	95–98	> 10000
Калий-ионный аккумулятор (K-ion)	100–140	100–500	80–90	~ 100–150 (оценка)
Магний-ионный аккумулятор (Mg-ion)	150–250	100–500	80–90	~ 250–400 (оценка)
Адсорбционные накопители	< 20	н/д	50–70	~ 100–200 (оценка)
Литий-воздушный аккумулятор (LiO_2)	300–500 (теоретически до 1000)	200–500	< 80	~ 500+ (оценка)

Примечание: Таблица представляет переработанный сводный анализ данных, приведенных в нескольких источниках [1–12]. Первоначальный анализ был опубликован в техническом отчете проблемной рабочей группы «Определение роли и места накопителей электрической энергии при разработке программных документов перспективного развития электроэнергетики» (НИК РНК СИГРЭ, тематическое направление С1 «Планирование развития энергосистем и экономика»). URL: https://cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c1_rus/activity/wg/.

он достигает 60–65%. Накопитель ничего не производит: он является «складом готовой продукции», а его потери — плата за хранение и логистику во времени, и эта плата невысока. То есть КПД СНЭЭ характеризует эффективность хранения, а не производства.

Дополнительными важными показателями являются длительность работы на полной мощности, срок службы в циклах «заряд–разряд» и *CAPEX* (*Capital Expenditures* — величина капитальных затрат). Средняя длительность работы электрохимических СНЭЭ с максимальной мощностью разряда 2–3 года назад составляла 2 часа, сейчас — 4 часа, в перспективе — до 6–8 часов. В России реализуются 6–8-часовые СНЭЭ. Срок службы литий-ионных систем для реальных условий эксплуатации составляет 6–8 тыс. циклов. Средний *CAPEX* и *LCOS* (*Levelized Cost of Storage* — стоимость хранения электроэнергии) в пересчете на жизненный цикл СНЭЭ постоянно снижаются. По оценке BloombergNEF и Lazard среднемировой показатель вне КНР и США опускается примерно до 125 долларов за кВт·ч и 110 долларов за МВт·ч соответственно. При этом в Китае — до 80 долларов за кВт·ч, а в США — до 60 долларов за МВт·ч. Такая динамика делает экономику систем накопления совершенно иной, а их участие в энергосистеме — все более обоснованным и привлекательным. В российских ценах с учетом инвертора и обвязки 6-часовая система накопления обходится примерно в 130 млн рублей за МВт против более 200 млн за МВт новой тепловой генерации.

Технологический ландшафт: ГАЭС и электрохимия как взаимодополняющие технологии

Мировой технологический ландшафт накопителей чрезвычайно широк и включает множество типов:

- механические (ГАЭС, маховики, гравитационные подъемники, различные пневматические системы);
- электрические (суперконденсаторы, сверхпроводники);
- тепловые (каменные аккумуляторы, термохимические, сорбционные);
- химические (на основе водорода, синтеза газа);
- электрохимические.

Традиционно накопителями долгое время считались только ГАЭС. Они входят в большую группу накопителей механического типа и остаются важной и эффективной частью ЕЭС России для решения определенного класса задач. ГАЭС может функционировать как обычная ГЭС, используя свободное перемещение воды из верхней чаши в нижнюю, и как накопитель, перекачивая воду в насосном режиме из нижнего водохранилища в верхнее.

В России накоплен большой опыт управления такими объектами. Работают три ГАЭС: на Кубани, в Карачаево-Черкесии и крупнейшая из них — Загорская ГАЭС в Московской области. Они уже стали проверенным и надежным инструментом для обеспечения балансов мощности.

Согласно базовому документу перспективного планирования в электроэнергетике — Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (утверждена распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 г. № 4153-р), к 2036 году суммарная мощность ГАЭС вырастет более чем в три раза, до 4,9 ГВт. Это 1,7% установленной мощности электростанций ЕЭС России. В европейской части страны, а также в ОЭС Востока и Юга планируется ввести около 3,54 ГВт новых мощностей ГАЭС. При этом вывод из эксплуатации действующих станций не предусмотрен, что подтверждает их востребованность.

ГАЭС является очень эффективной технологией, но крайне капиталоемкой и инфраструктурно сложной. Такие станции требуют подходящего рельефа, наличия водных ресурсов, масштабного землеотвода, проведения сложных инженерных изысканий и строительства двух водохранилищ. Кроме того, это всегда длительный цикл строительства. Поэтому ГАЭС — это скорее стратегическая инфраструктура на десятилетия вперед, тогда как электрохимические СНЭЭ позволяют решать задачи быстрее и локальнее.

Наиболее активно растущим сегментом являются электрохимические СНЭЭ, среди которых преобладают литий-ионные системы — мировой стандарт для стационарного хранения благодаря безопасности и сроку службы. Прогрессивно выглядят и натрий-ионные технологии. Они работают в широком диапазоне температур без потери характеристик, обладают большим сроком службы, более высокой пожаробезопасностью и доступным сырьем, хотя и уступают литий-ионным системам по удельной

энергоемкости (что, впрочем, не критично для стационарных установок). К началу 2026 г. CATL и BYD — лидеры в производстве СНЭЭ и их элементов — вывели натрий-ионные батареи на коммерческий рынок по цене на 20–30% ниже литий-железо-фосфатных аналогов. В Китае это уже один из основных выборов для стационарного хранения.

Для ЕЭС России стратегически наиболее интересны ГАЭС и электрохимические СНЭЭ, причем не как конкуренты, а как взаимодополняющие технологии. ГАЭС — это долгосрочный инструмент хранения для выдачи больших объемов энергии, критически важных для суточного и недельного балансирования, а также для замены вращающегося резерва при покрытии больших дефицитов нагрузки. У электрохимии свои преимущества: практически неограниченное масштабирование, модульность, бóльшая мобильность, быстрота отклика, точность управляющих воздействий, гибкость размещения и способность работать локально. Выбор типа зависит исключительно от конкретной задачи, стоящей перед энергорайоном, энергосистемой.

Мультифункциональность и потребность в повышении гибкости

СНЭЭ обладают разнообразным функционалом. Всего можно выделить порядка 40 функций, сгруппировав их по ключевым категориям (рис. 2). Причем одна установка способна одновременно решать сразу несколько задач — например, сглаживать пики нагрузки, поддерживать частоту, служить резервом мощности. Такая многофункциональность дает комплексный технический и экономический эффект и существенно улучшает экономику проектов.

Ключевой отличительной характеристикой электрохимических СНЭЭ, по сравнению с традиционной базовой генерацией, является высокоскоростное изменение мощности со временем отклика от десятков до сотен миллисекунд, что быстрее реак-

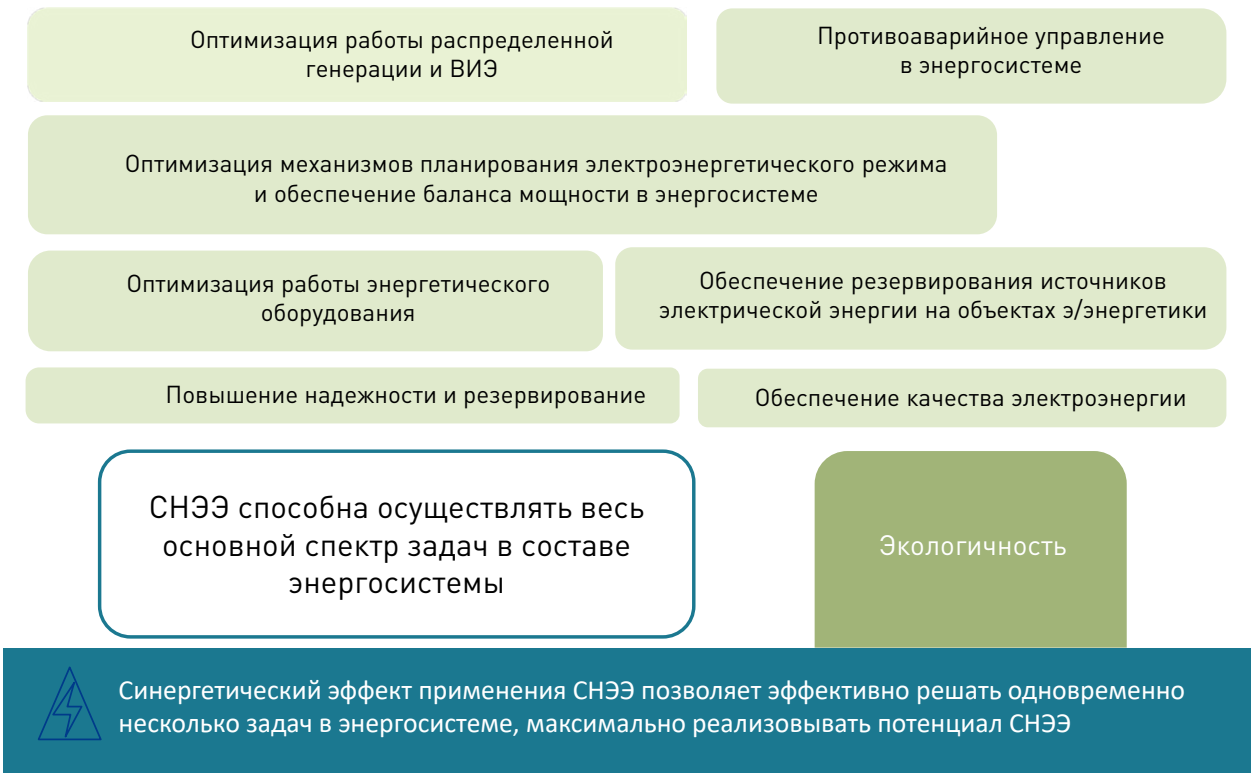

Рис. 2. *Группы функций СНЭЭ в энергосистеме*

ции самых современных энергоблоков традиционной генерации. Именно это свойство позволяет использовать СНЭЭ для первичного регулирования частоты, демпфирования возмущений и повышения динамической устойчивости энергосистемы.

Внедрение и развитие систем накопления плотно связаны с ростом величины генерации на базе возобновляемых источников энергии для сглаживания их производственных циклов и исключения ограничений на выработку. Для некоторых зарубежных энергосистем, где ВИЭ давно занимают большую долю в энергобалансе (в некоторых — определяющую), строительство СНЭЭ стало обязательным требованием (например, ВИЭ-хабы в Китае). Для генераторов это позитивное решение, т. к. выработка не ограничивается, а выдача смещается на период максимального спроса.

Однако в России даже в спайке с ВИЭ эта технология не получила серьезного развития. В отличие от зарубежных энергосистем, где драйвером развития СНЭЭ стали «зеленый» переход и снижение инерции, в ЕЭС России стимулы иные: рост концентрации нагрузки от ЦОДов, электроотопления и промышленности, необходимость опережающими темпами покрывать быстро растущее потребление электроэнергии и мощности. Таким образом, российская повестка не менее сложна, но имеет иную природу. Здесь важно обозначить два ключевых понятия: инерция и гибкость энергосистемы.

Инерция — естественное свойство/способность энергосистемы сопротивляться резким изменениям частоты после аварийных возмущений. Основой инерции являются огромные вращающиеся массы роторов синхронных машин на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях. Их кинетика служит мгновенным механическим буфером. В условиях изменения структуры генерирующих мощностей при замене традиционных машин на объекты генерации, подключаемые через силовую электронику (СЭС, ВЭС, вставки постоянного тока), энергосистема теряет естественный инерционный резерв. При аварии скорость изменения частоты увеличивается, возрастает риск каскадных отключений, РЗА в таких случаях может срабатывать некорректно, что требует ее перенастройки.

В этих условиях СНЭЭ становятся одним из ключевых решений, поскольку способны сформировать так называемую «синтетическую инерцию», практически мгновенно выдавая дополнительную активную и реактивную мощность в энергосистему и имитируя поведение классической синхронной машины. Это обеспечивает замедление провала частоты, повышение динамической устойчивости, надежности и живучести энергосистемы и дает возможность интеграции больших объемов ВИЭ-генерации в энергосистему.

Гибкость. Для мировой отраслевой практики нет единого международного определения энергетической гибкости, в обращении находятся четыре определения понятия в зависимости от его назначения: свойство системы, измеряемая потребность, расчетная величина и целевая функция, каждое из которых определяет объем обязанностей. В России в качестве формализованного терминологического определения понятие гибкости не используется, а его содержание распределено между устойчивостью, надежностью, адаптивностью и живучестью. В англоязычной терминологии гибкость (flexibility) — это способность энергосистемы быстро, безопасно и экономично адаптироваться к неопределенным и изменяющимся условиям работы в различных временных горизонтах, от миллисекундных отклонений до суточных и сезонных колебаний. Речь идет не только о возможности регулирования путем загрузки/разгрузки генерирующего оборудования, но и о гораздо более широком наборе свойств и способностей. Дефицит гибкости — это ситуация, когда у энергосистемы недостаточно ресурсов (диапазона доступного регулирования, причем не только генерации) и скорости регулирования для компенсации изменений режима без ухудшения надежности или экономичности. Иными словами, когда энергосистема не успевает адаптироваться к изменению баланса мощности.

На практике дефицит гибкости проявляется не абстрактно, а вполне конкретно: в больших отклонениях частоты, перегрузке электросетевых элементов, необходимости больших и быстрых изменений мощности генерации, росте объемов ограничений выработки ВИЭ-генерации, частых пусках и остановах тепловой генерации, увеличении объемов резервов, которые приходится держать в неэффективных режимах, даже в появлении отрицательных цен на произведенную электроэнергию (там, где рынок это допускает), и, в конечном счете, в аварийных отключениях.

Причинами дефицита гибкости могут являться высокая доля ВИЭ, парк генерации со значительным сроком службы (старые угольные блоки, АЭС, работающие в базе) или недостаток сетевой инфраструктуры.

В настоящее время для России характерны тенденции к формированию энергорайонов, в которых интенсивный рост потребления опережает темпы развития энергетической инфраструктуры, что приводит к снижению резервов мощности и усложнению режимов по причинам недостаточности у энергосистемы ресурсов для компенсации изменений режима без ухудшения надежности или экономичности.

Это обусловлено внутренними особенностями структуры отечественной энергосистемы, в том числе большой протяженностью сетей, неравномерностью территориального размещения генерации и центров потребления, наличием изолированно работающих и слабосвязанных энергосистем, а также суровыми климатическими условиями. Кроме того, значимым фактором является высокая концентрация теплофикации в большинстве региональных энергосистем, т. к. эксплуатируемый парк тепловой генерации имеет значительную наработку, а это повышает ценность любых решений, позволяющих снизить нагрузку на пиковые и полупиковые режимы, в том числе за счет переноса мощности во времени.

Повышение гибкости энергосистемы становится одним из факторов ее устойчивого развития и, по моему мнению, для нас стратегически важно не просто быть гибкими, но ввести гибкость как нормативное требование к функционированию энергосистемы. Россия активно участвует в исследованиях энергетической гибкости. Сложилось понимание ее природы, в том числе разделение системной и сетевой потребности, выявлены эффективные отраслевые практики, механизмы развития и соответствующие услуги в мировых энергосистемах, метрики оценки дефицита, изучены ограничения и барьеры для внедрения таких ресурсов и их работы. Один из главных выводов оказался неожиданным: препятствия почти всегда правовые и организационные, а не технические.

Ресурс гибкости, как правило, физически существует — и для ЕЭС России это верно в той же мере, но отсутствует конструкция, которая делала бы его видимым, измеряемым, подтверждаемым, оплачиваемым. Выстроить такую конструкцию — важная работа, которая откроет энергосистемам большие дополнительные возможности.

Накопители как инструмент повышения гибкости энергосистемы

Рациональная структура развития энергосистемы в виде строительства новой генерации или создания сетевой инфраструктуры заложена в Генсхему развития ЕЭС России до 2042 года. Реализация этих мероприятий требует значительного времени и капитальных вложений. Причем между моментом возникновения проблемы и вводом крупного объекта электроэнергетики (генерация, сеть) возникает значительный временной разрыв. А энергосистеме решение зачастую нужно здесь и сейчас.

Также возможно идти путем ликвидации дефицитов, наращивая установленную мощность. Однако в настоящее время это менее доступно, чем прежде, а также не всегда эффективно. Поэтому логично искать и внедрять новые технологии, в том числе активизировать внутренние резервы действующей инфраструктуры энергосистемы. Примеры такого подхода есть и в России, и за рубежом. Системный оператор активно внедряет в ЕЭС России систему мониторинга запаса устойчивости в контролируемых сечениях (СМЗУ): она позволяет эффективнее использовать пропускную способность существующей сети без инвестиций в новую инфраструктуру. В зарубежных энергосистемах применяют динамическую оценку пропускной способности элементов сети по их фактическому тепловому состоянию — DLR для линий электропередачи и DAR для всех термочувствительных элементов. Цель та же: безопасно использовать скрытую пропускную способность сети без нового строительства и точнее планировать режимы ее работы.

Кроме того, добиться существенных результатов возможно с помощью новых инструментов и механизмов, например:

- управления спросом (Demand Response), когда электропотребление становится управляемым и прогнозируемым за соответствующую оплату;
- «некапитальных альтернатив» (NWA — Non-wire alternatives), когда капитальное строительство новых ЛЭП замещается мероприятиями, не связанными со стройкой, но позволяющими преодолеть сетевые ограничения;
- локальных рынков гибкости (LFM) — организованных тор-

говых площадок, где сетевые организации покупают у владельцев распределенных ресурсов услугу по изменению нагрузки или выработки в конкретном узле сети, чтобы снять локальную перегрузку или отклонение напряжения без сетевого строительства или использования тех же накопителей электроэнергии.

Подобных эффективных и реализуемых инструментов достаточно много.

Накопители быстро возводятся, а потому помогают решить проблему дефицита. Благодаря быстродействию они становятся универсальным инструментом повышения гибкости, поскольку могут одновременно и мгновенно потреблять мощность, выдавать ее в сеть, осуществлять покрытие пиков потребления, демпфировать колебания в контролируемых сечениях, работать и как источник, и как нагрузка, реагируя гораздо быстрее традиционной генерации. Снижая пиковые перетоки между узлами, накопители могут увеличивать пропускную способность существующих ЛЭП и уменьшать затраты на новые электросетевые активы. Причем накопители можно использовать и как временное решение (до ввода базового объекта, по принципу «доживания»), и как полноценную постоянную альтернативу «классическому строительству» или как дополняющий элемент, повышающий эффективность традиционных решений. Ввод СНЭЭ в энергосистему добавляет ей новое качество в виде управляемого смещения энергии во времени. Но важно подчеркнуть и то, что СНЭЭ не заменяют существующую инфраструктуру (генерацию и сети) — они делают ее более адаптивной и эффективной (рис. 3). Кроме того, в условиях роста доли ВИЭ-генерации и снижения по этой причине инерции, СНЭЭ, а точнее входящие в их состав инверторы, способны формировать «синтетическую инерцию», становясь ключевым ресурсом grid-forming-режимов (примеры — системные операторы США MISO и CAISO).

Можно типизировать несколько потенциально перспективных сценариев применения СНЭЭ:

- Использование СНЭЭ в энергорайонах и энергоузлах с разобщенностью центров генерации и потребления. В зонах с большими перетоками по магистральным сетям, высокими потерями и рисками нарушения устойчивости установка мощных промышленных СНЭЭ (от 100 МВт и выше, как электрохимических, так и ГАЭС) в дефицитных узлах позволяет покрывать локальные дефициты, разгружать ЛЭП и оборудование, демпфировать колебания перетоков мощности, отсрочить строительство сетей и генерации либо вовсе от него отказаться.
- В изолированных и слабосвязанных энергосистемах или энергорайонах с дефицитом мощности и дорогим дизельным топливом для электростанций электрохимические СНЭЭ, работающие в связке с ВИЭ-генерацией, позволяют максимизировать долю выработки СЭС и ВЭС, замещая дорогое привозное топливо, сокращая расходы на его доставку, в целом повышая надежность таких комплексов.
- В быстрорастущих мегаполисах и дефицитных узлах, где прогнозируется локальный

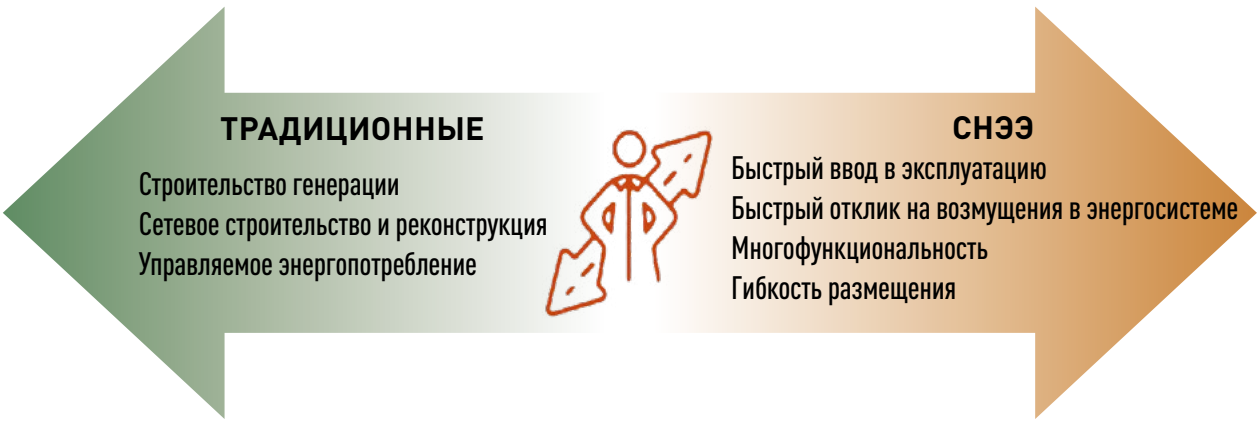

Рис. 3. *Возможные решения для повышения гибкости энергосистемы*

дефицит мощности в часы максимума, а сроки строительства новой генерации или сетей велики, временные модульные СНЭЭ помогут закрывать пики потребления, фактически «покупая время» до ввода капитальной инфраструктуры.

- Управление активами (asset management) в условиях физически изношенных, протяженных сетей. Применение, в том числе на временной основе, электрохимических накопителей потенциально может оптимизировать и сдвинуть капиталоемкую реконструкцию сетей и компенсировать дефицит пропускной способности, повышая гибкость и эффективность инвестиционного планирования сетевых организаций.

- В районах расположения крупных ВИЭ-генераторов должны поддерживаться ресурсы регулирования, позволяющие компенсировать неравномерность выработки погодозависимой генерации. Для этих целей подойдут электрохимические батарейные СНЭЭ, позволяющие компенсировать флуктуации выработки и обеспечить выдачу энергии солнца и ветра с требуемым для энергосистемы графиком.

- Локальные системы накопления на стороне потребителя и микрогриды с электрохимическими СНЭЭ позволяют резервировать питание, компенсировать пиковую нагрузку, повышать качество электрической энергии и надежность их электроснабжения, фильтровать искажения и обеспечивать автономность при авариях для крупных промышленных узлов с резкопеременной нагрузкой. Их использование эффективно, например, для предприятий металлургической, нефтехимической отраслей, а также иных потребителей с высокими требованиями к надежности, в том числе обусловленными сложными климатическими условиями, географическими особенностями.

- Применение СНЭЭ ЦОДами, обладающими собственной генерацией, превращает объект из просто крупного потребителя в активный элемент энергосистемы, позволяя не только резервировать и балансировать энергосистему потребителя, но и повышать общую надежность его электроснабжения.

- В энергорайонах/энергосистемах, где достаточно резервной энергии в ночные часы, применение СНЭЭ позволяет оперативно решать вопросы обеспечения баланса мощности данного энергорайона/энергоузла.

- В энергорайонах, энергоузлах, где аварийное отключение крупного элемента электрической сети приводит к автоматическому отключению нагрузки действием противоаварийной автоматики, применение СНЭЭ (как электрохимических, так и ГАЭС) может стать альтернативой отключению потребителей действием систем противоаварийного управления.

«Экономика» накопителей

Как показывают расчеты, даже действующие правила рынка, предполагающие участие СНЭЭ в системных услугах, оставляют несколько экономически состоятельных ниш.

В числе прочих речь идет о следующем:
- снижении платы за мощность путем снижения ее потребления в часы максимума;
- снижении сетевого тарифа;
- участии в управлении спросом;
- арбитраже цен на рынке электроэнергии.

Наиболее выгодным и перспективным выглядит снижение пикового потребления, а соответственно, снижение платы за мощность и платы за передачу. Сегодня потребитель в России платит за мощность по своему участию в пике нагрузки, при этом стоимость мощности высока. Если с помощью СНЭЭ срезать пиковую нагрузку, можно получить очень хорошую экономию. Комбинация «снижение пика + снижение сетевого тарифа» дает окупаемость проекта на горизонте 5–7 лет при постоянном использовании накопителей, но это без учета дополнительных системных эффектов (разгрузки электрических сетей, отсрочки капзатрат, повышения надежности). С ними, по логике стекинга (stacking), экономика улучшается не менее чем на треть. Порядок величин объясняет и расстановку экономических приоритетов — в типовом сценарии использование 1 МВт мощности СНЭЭ для снижения собственного пика может обеспечивать экономический эффект порядка 20 млн рублей в год, участие в управлении спросом — около 6,6 млн рублей, а энергоар-

битраж на РСВ — не более 1,2 млн рублей. Таким образом, в существующих российских условиях основная «экономика» СНЭЭ формируется не за счет торговли электроэнергией, а прежде всего за счет управления мощностью и собственным графиком потребления.

Потенциал энергоарбитража на РСВ в России ограничен низкой волатильностью цен — спред между ночным и дневным уровнем, как правило, не превышает двукратного значения. Тогда как на зарубежных рынках цены могут различаться в десятки раз, что является прямым следствием наращивания ВИЭ-генерации (600 часов с отрицательными ценами). В России использование СНЭЭ также может приносить доход, хотя и меньший, чем снижение платы за мощность и тарифа.

В мире СНЭЭ часто являются поставщиками системных услуг. В энергосистемах с высоким уровнем развития рынков электроэнергии и мощности (США, Великобритания, Австралия, страны ЕС), а также там, где уже созданы и активно функционируют отдельные рынки системных услуг, СНЭЭ зарабатывают прежде всего на стекинге доходов — одновременном участии в рынках регулирования частоты, резервов и на энергоарбитраже. Основной смысл заключается в отдельной оплате за каждую функцию: мощность, скорость отклика, точность регулирования, готовность резерва, гарантированность длительности выдачи мощности, синтетическую инерцию и т. д. По предварительным оценкам, потенциал стекинга может дать мультипликатор доходности в 2,5–3 раза по сравнению с использованием только одной функции.

На сегодняшний день, в соответствии с действующей российской нормативной базой, СНЭЭ могут оказывать услуги по управлению спросом, а также участвовать в действующих механизмах рынка системных услуг, однако при текущем уровне цен они не могут самостоятельно обеспечить окупаемость капитальных затрат. В частности, сложившийся уровень оплаты на рынках первичного и вторичного регулирования заведомо недостаточен для строительства СНЭЭ исключительно под оказание таких услуг. Вместе с тем, если накопитель устанавливается для решения других экономически обоснованных задач, участие в системных услугах может стать дополнительным источником дохода и улучшить общие экономические показатели проекта. Перспективными направлениями при этом выглядят регулирование частоты (НПРЧ, АВРЧ), регулирование напряжения и реактивной мощности. ОПРЧ в этот перечень не входит — у нас оно закреплено как техническое обязательство, а не оплачиваемая услуга. В мире на сегодняшний день сложились три модели распределения функций регулирования: рыночная, где быстродействие имеет собственную цену; институциональная, где гибкость закрепляется нормативно; и встроенная, реализованная в ЕЭС России, где значительная часть первичного регулирования обеспечивается за счет обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, работающему в составе энергосистемы. Отсюда и разница в мотивации.

Основные механизмы финансирования появления СНЭЭ в энергосистеме сейчас следующие:

- компенсация затрат в рынке мощности, когда СНЭЭ выступает аналогом быстрой генерации и обеспечивает баланс мощности;
- включение затрат в сетевые тарифы, когда СНЭЭ — это сетевой элемент и осуществляет функцию передачи мощности не только на расстояние, но и во времени;
- компенсация затрат за счет внутренней потребительской оптимизации, когда СНЭЭ выступает инструментом управления собственным графиком потребления и снижает затраты потребителя на электроснабжение.

Международный опыт в сфере использования СНЭЭ

Одним из ярких примеров, адаптация которого возможна для нас, является использование механизма государственного софинансирования внедрения СНЭЭ по индийскому образцу. В этом случае государство берет на себя часть капитальных затрат пилотных проектов систем накопления (механизм Viability Gap Funding), а затем системный оператор проводит конкурентные отборы на системные услуги. К маю 2026 года это опустило цену таких услуг на 85% относительно уровней 2022–2023 годов. В России аналогом могут быть долгосрочные отборы новых генерирующих объектов (КОМ НГО), но с допуском СНЭЭ и специальной методикой оценки нормированной стоимости производства и хранения электроэнергии (LCOE/LCOS).

Также интересен опыт Японии, где подключение к уже загруженным сетям контрактуется по упрощенной схеме — с допустимым ограничением мощности

СНЭЭ подключается быстро, без немедленной реконструкции сети, но берет на себя риск принудительного ограничения выдачи или потребления в пиковые часы. Ввод подобных «облегченных» условий для СНЭЭ представляется разумным для отечественной энергосистемы.

Во Франции системный оператор (функции выполняет сетевая организация) RTE регулярно проводит тендеры на локальную гибкость — публикует карту «узких мест» и отбирает проекты СНЭЭ для снятия конкретных сетевых ограничений вместо дорогостоящей реконструкции. Срок контракта составляет 5–10 лет, оплата складывается из фиксированной платы за резервирование мощности и переменной за активацию.

Все более распространенным становится американский опыт, при котором для новых сетевых СНЭЭ режим формирования напряжения и частоты (grid-forming) закреплен как обязательное требование. Такие требования уже вводит MISO (один из системных операторов США). По мере роста доли ВИЭ-генерации и инверторной нагрузки аналогичные требования потребуется нормативно закрепить для всех СНЭЭ мощностью свыше 25 МВт, что необходимо для поддержания устойчивости энергосистемы.

Нормативная база

До недавнего времени накопителей на базе батарейных электрохимических систем в стратегических документах перспективного планирования развития ЕЭС России (Генеральная схема и СиПР) не существовало. Соответственно, не были установлены требования по их учету в балансе, не предусматривались упрощенные процедуры подключения, отсутствовали полноценные рыночные механизмы, позволяющие вернуть инвестиции через системные услуги.

Но ситуация меняется. В Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» было официально введено понятие СНЭЭ, а также закреплено право участия накопителей в механизмах оптового рынка и их использования сетевыми организациями и потребителями. Это важный шаг, потому что технология, наконец, получила формальный статус внутри отраслевой модели, а параллельно был запущен процесс практической реализации соответствующих проектов.

В начале 2024 года вступил в силу национальный стандарт ГОСТ Р 71521-2024, устанавливающий единые технические требования к работающим в составе ЕЭС России СНЭЭ мощностью 5 МВт и более. Отдельно была скорректирована методика расчета резервов активной мощности, в которой впервые было разрешено учитывать СНЭЭ при краткосрочном планировании режимов. Сформулированы концептуальные подходы к технологическому присоединению СНЭЭ к электрической сети, включая требования, оптимизированные для объектов малой мощности (менее 5 МВт).

К настоящему моменту разработанный проект подзаконного акта, определяющего механизмы участия СНЭЭ в оптовом рынке, проходит финальные стадии согласования (по состоянию на август 2026 года). Также готовится нормативное закрепление разработанного и успешно апробированного на реальных примерах в ОЭС Юга, Востока и Сибири алгоритма оценки применимости СНЭЭ для ликвидации «узких мест», который позволяет рассматривать СНЭЭ как вариант технического решения уже на ранних стадиях планирования развития энергосистемы. Причем речь идет уже не о теоретических рассуждениях, а о вполне конкретной инженерной методологии.

Также определена методология расчета параметров СНЭЭ (мощность, энергоемкость, длительность разряда) под конкретную системную задачу — от определения интегралов сальдо энергорайона до расчета требуемой конфигурации СНЭЭ. Это позволяет перейти от общего обсуждения технологии к прикладному проектированию.

Все перечисленное является базой для последующей нормативной регламентации внедрения и использования СНЭЭ. Работа в этом направлении уже ведется. В настоящее время прорабатываются предложения по внесению конкретных изменений в более чем 25 отраслевых нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов для встраивания СНЭЭ в энергосистему.

Технологические ограничения для СНЭЭ

Главное техническое отличие электрохимических СНЭЭ от традиционной генерации, включая ГАЭС, связано с деградацией электрохимических ячеек. У любой аккумуляторной системы есть ресурс по количеству циклов «заряд-разряд». После исчерпания циклического ресурса емкость накопителя снижается, и он начинает терять свои характеристики.

После достижения определенного уровня деградации систему приходится обновлять, менять отдельные ячейки либо полностью выводить из эксплуатации. Это напрямую влияет на операционные затраты (OPEX) СНЭЭ. Кроме того, пока также сохраняется высокая зависимость от иностранной силовой и управляющей электроники. Также нужно помнить об ограничении, о котором вспоминают редко, — занимаемой площади: порядка 25–30 м² на каждый МВт·ч, что может быть критичным в плотной застройке.

Варианты, как с этим работать, существуют. Например, можно вводить понижающие коэффициенты к располагаемой мощности при планировании режимов в зависимости от возраста и наработки либо возложить ответственность на собственника, который обязан обеспечить заявленные параметры своей установки и платить за соответствие «проданным» на рынок параметрам.

Серьезным ограничением, которое не лежит в плоскости «железа», является отсутствие видимости распределенных ресурсов (DER). Без единого реестра, без интервального учета и без стандартов обмена данными невозможно агрегировать мелкие СНЭЭ, управлять спросом и планировать режимы. Практика показывает, что информационные барьеры фундаментальны: они блокируют работу всех остальных механизмов. Поэтому наряду с деградацией ячеек необходимо решать задачу цифровой видимости активов — распределенных СНЭЭ и управляемых нагрузок.

Актуальным остается и вопрос утилизации отработанных аккумуляторов. В России полноценная инфраструктура переработки пока только формируется, хотя требования по утилизации уже заложены в новом национальном стандарте (ГОСТ Р 58092.4.4-2025).

Еще один важный момент касается завышенных ожиданий относительно мобильности систем накопления энергии. На практике для больших мощностей (более 1 МВт) перемещаемые контейнерные СНЭЭ имеют смысл при размещении на площадке на срок 2–5 лет — даже как временное решение. При этом затраты на подготовку площадки, монтаж/демонтаж и логистику могут достигать 25% от стоимости установки. По-настоящему мобильными сегодня можно считать относительно небольшие системы, условно до 0,5 МВт, на шасси. Именно такие системы способны стать альтернативой дизель-генераторным установкам при проведении аварийно-восстановительных работ.

Таким образом, накопители для России — это не временное увлечение и не экзотика. Это инновационный и объективно востребованный элемент рациональной архитектуры современной энергосистемы. Их стратегическая необходимость продиктована особенностями отечественной энергосистемы: большой протяженностью сетей, суровым климатом, старением паросиловых мощностей и ростом электропотребления. Накопители позволяют существенно нарастить гибкость энергосистемы, компенсируя сокращение регулировочных возможностей традиционной генерации, снизить системные затраты и повысить надежность.

При этом очень важно сохранить трезвый взгляд: системы накопления не являются решением всех проблем, они не производят электроэнергию, но умеют перераспределить ее производство и потребление по времени. Это высокоэффективный системный инструмент, ценность которого в возможности более рационального использования сетевой инфраструктуры и генерации — как традиционной, так и развивающейся солнечной и ветровой. Применение СНЭЭ должно определяться конкретной системной задачей, технико-экономической целесообразностью и корректным, честным сравнением с традиционными решениями и не должно их замещать.

Вопрос сегодня не в том, нужны ли накопители российской энергосистеме. Вопрос в другом — где именно их применение даст наибольший системный эффект и насколько быстро отрасль научится использовать их возможности в полной мере. Общая задача — обеспечить, чтобы интеграция СНЭЭ в ЕЭС России шла не стихийно, а осознанно: по понятным правилам, с прозрачной экономикой и твердой нормативной базой. Только тогда накопители смогут стать одним из стандартных инструментов будущей энергосистемы страны.

Список источников

1. Ibrahim, H. Energy storage systems — Characteristics and comparisons / H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2008. Vol. 12, № 5. P. 1221–1250. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023.
2. Luo, X. Overview of current development in electrical energy

storage technologies and the application potential in power system operation / X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke // Applied Energy. 2015. Vol. 137. P. 511–536. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
3. Nadeem, F. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems / F. Nadeem, S.M.S. Hussain, P.K. Tiwari, A.K. Goswami, T.S. Ustun // IEEE Access. 2019. Vol. 7, P. 4555–4585. DOI: https://doi.org/10.1109/ACCESS. 2018.2888497.
4. Muhammad, G.S. Performance evaluation of advanced energy storage systems: A review / G. S. Muhammad, M. R. Islam, A. N. A. Yahaya, S. I. B. Safie // Energy & Environment. 2023. Vol. 34, № 4. P. 1094–1141. DOI: https://doi.org/10.1177/0958305X221074729.
5. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 / International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: IRENA, 2017. 132 p. ISBN 978-92-9260-038-9. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf (дата обращения: 10.09.2026).
6. Viswanathan, V. 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment / V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, R. Baxter. Richland, W.A: Pacific Northwest National Laboratory, 2022. 174 p. PNNL-33283. URL: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf (дата обращения: 10.09.2026).
7. Rangelova, K. How cheap is battery storage? / K. Rangelova, D. Jones. Ember, 2025. 19 p. URL: https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/ (дата обращения: 10.09.2026).
8. Naxtra Battery Breakthrough & Dual-Power Architecture: CATL Pioneers the Multi-Power Era // CATL: официальный сайт. 2025. URL: https://www.catl.com/en/news/6401.html (дата обращения: 10.09.2026).
9. Rehm, M. Comparing the electrical performance of commercial sodium-ion and lithium-iron-phosphate batteries / M. Rehm, M. Fischer, M. Rubio Gomez, M. Schütte, D.U. Sauer // Journal of Power Sources. 2025. Vol. 633. Art. 236290. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2025.236290.
10. Hosaka, T. Research development on K-ion batteries / T. Hosaka, K. Kubota, A.S. Hameed, S. Komaba // Chemical Reviews. 2020. Vol. 120, № 14. P. 6358–6466. DOI: https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00463.
11. Dominko, R. Magnesium batteries: Current picture and missing pieces of the puzzle / R. Dominko, J. Bitenc, R. Berthelot, M. Gauthier, G. Pagot, V. Di Noto // Journal of Power Sources. 2020. Vol. 478. Art. 229027. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229027.
12. Matsuda, S. Criteria for evaluating lithium–air batteries in academia to correctly predict their practical performance in industry / S. Matsuda, M. Ono, S. Yamaguchi, K. Uosaki // Materials Horizons. 2022. Vol. 9, № 3. P. 856–863. DOI: https://doi.org/10.1039/D1MH01546J.



ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ: МОНОГРАФИЯ

КРЮКОВ О.В. И ДР. / ПОД ОБЩ. РЕД. О.В. КРЮКОВА

МОСКВА; ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2021. 184 С.

Представлены результаты проектирования, разработки и внедрения современного диагностического оборудования для оперативного мониторинга технологических агрегатов энергетики, включая компрессорные станции магистрального транспорта газа. Предложены результаты комплексного исследования аварийности электротехнических систем и перспектив повышения надежности работы оборудования с техническим обслуживанием и ремонтом по фактическому состоянию агрегатов. Приведено теоретическое обоснование инновационных методов прогнозирования технического состояния агрегатов и других технологических установок электроэнергетических систем.

Для специалистов технологических, электроэнергетических и радиотехнических отраслей.