



ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-аналитический
бюллетень
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 2 / 2025

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40

Энергетика, экология, энергосбережение : бюллетень / под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва : ПАО «Мосэнерго», 2025. —

ISBN 978-5-383-01736-4

Вып. 2. Системы накопления энергии / [А.В. Кейко, С.П. Филиппов]. — 2025. — 37 с.

ISBN 978-5-383-01738-8

Выпуск посвящен обзору технологий накопления энергии. Быстрый прогресс в этой области наблюдается с начала XXI века и ведет к существенным изменениям как в быту, так и в системах энергообеспечения. Меняется структура технологий генерации энергии в стационарной энергетике, меняются системы транспорта и связи, меняются режимы энергопотребления. Накопители энергии используют разные физические принципы и разные химические реакции. В свою очередь, они распределяются между несколькими рыночными нишами, где не всегда взаимозаменяемы. Значимую роль в развитии накопителей энергии играет их экономичность. Эти и другие вопросы рассмотрены в данном выпуске бюллетеня. Отражены современные направления развития технологий накопления энергии, перспективы использования водорода в системах хранения энергии, ожидаемые изменения в облике электроэнергетики по мере увеличения суммарной мощности сетевых накопителей электроэнергии.

Источник фото на обложке: https://hydroteh.ru/upload/news/images/394_pZpapgpochrchspkrachja%20pGpApEHpS.%20pFpochtpo%20pAchrchtpepm%20pNpikproplpapepv.jpg

**УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1**

ISBN 978-5-383-01738-8 (вып. 2)
ISBN 978-5-383-01736-4

© ПАО «Мосэнерго», 2025
© Кейко А.В., Филиппов С.П., 2025

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

СОДЕРЖАНИЕ

1. Накопители вокруг нас	3
Назначение накопителей энергии	3
Классификация накопителей энергии	6
2. Отдельные виды накопителей	11
Накопители механической энергии	11
Химические накопители электрической энергии	16
Накопители химической энергии	24
Водород в качестве накопителя энергии	27
Термические накопители энергии	30
Заключение	35
Список использованных источников	37

ОБ АВТОРАХ



КЕЙКО

Александр Владимирович

доктор технических наук, главный научный
сотрудник ИНЭИ РАН



ФИЛИППОВ

Сергей Петрович

доктор технических наук, академик РАН,
директор ИНЭИ РАН



<https://cellutionenergy.com/wp-content/uploads/2018/10/Siemens-Fluence-LARGER.jpg>

Накопители энергии служат для разнесения во времени процессов производства и потребления энергии

1 Накопители вокруг нас



Накопители энергии служат для разнесения во времени процессов производства и потребления энергии. Тематика накопления энергии сохраняла свою актуальность на протяжении всего XX века. Теперь, с началом энергоперехода, мотивированного необходимостью декарбонизации мировой экономики, накопление энергии приобрело еще большее значение и новый импульс к развитию соответствующей техники. Традиционными способами хранения энергии до недавнего прошлого оставались: а) хранение натуральных первичных топлив; б) химические аккумуляторы электроэнергии и в) гидроаккумулирующие электростанции. Каждый из указанных способов имеет свои преимущества и недостатки. При этом недостатки традиционных способов хранения энергии особенно отчетливо проявились с ростом доли возобновляемой энергетики в общем балансе, а также вследствие необходимости использования генераторов базовой части графика электрической нагрузки для покрытия пиковых нагрузок. В этой статье мы попытаемся структурировать множество современных технологий, предназначенных для сохранения энергии, рассмотрим особенности их отдельных классов и перспективы их возможного использования.

Хотя статья посвящена накопителям энергии вообще, речь в основном пойдет о тех накопителях, которые запасают энергию для последующего получения электричества. Это почти не сужает рамки рассмотрения, так как 98 % имеющихся на сегодня накопителей служат именно для этой цели. Исключение составят примеры накопителей тепла, когда запасенное тепло «извлекается со склада» и используется непосредственно для обогрева, горячего водоснабжения и пр.

Назначение накопителей энергии

Технологии накопления энергии представляют собой классический пример так называемых *сквозных технологий*, спрос на которые имеется в самых разнообразных областях промышленности, транспорта и социальной сферы. Прогресс, достигнутый в накоплении энергии для нужд одной сферы применения, быстро транслируется в другие. Тем не менее сохраняется и специфика, свойственная отдельным сферам применения накопителей: для одних важна их миниатюризация, для других не важна, одним требуется продолжительность работы до перезарядки, другим — максимальное число циклов перезарядки, в одних случаях имеет значение скорость зарядки накопителя, в других — продолжительность хранения без потери накопленной энергии. Разнообразие критериев, предъявляемых потребителями к накопителям энергии, масштабов их емкости и удельной мощности, характеристик маневренности, безопасности, стоимости и т.д. предопределяет большое разнообразие разрабатываемых накопителей. Потому выбор накопителя

для решения конкретной технической задачи бывает весьма непростым делом. Еще труднее приходится, если требуется не просто выбрать тип накопителя для заданного использования, а спланировать развитие технологий на перспективу. Тогда к десятку привычных вариантов технологии хранения энергии добавляются еще два-три десятка разработок, находящихся на разных стадиях инновационного цикла.

Сквозной характер технологий накопления энергии делает их исключительно зависимыми от смежных отраслей: производители накопителей редко могут влиять на объем рынка своей продукции. Вместо них это делают производители бытовой техники, приборов, автомобилей и электромобилей, электростанций на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и других устройств, которые находят спрос у конечного потребителя. Отсутствие непосредственного контакта с конечным потребителем (за редким исключением) является особенностью отрасли накопителей энергии, существенно усложняющей планирование ее развития и привлечение инвестиций.

Почему мы говорим о накопителях, а, скажем, не об аккумуляторах, батареях или источниках тока? Под словом «аккумулятор» многие привычно понимают устройство, предназначенное для хранения электрической энергии. Действительно, это самый часто встречающийся в быту вид накопителя электрической энергии, если не считать источников тока в составе смартфонов и ноутбуков. Последние чаще называют батареями. Однако все перечисленные здесь альтернативы термину «накопитель» на деле относятся к единственной разновидности накопителей, а именно химическим источникам тока многократного действия или *электрохимическим накопителям*. При этом четкой границы между источниками питания одноразового и многократного действия нет. Привычные нам батарейки мы безошибочно отнесем к одноразовым. А как быть с метанольными батареями, предложенными в Японии в начале 2000-х гг. в качестве источников автономного электропитания для портативной техники? В них электроэнергию получают с помощью миниатюрного топливного элемента DMFC при электрохимическом окислении метанола, запасенного в сменной «кассете». Как быть с запасом солянки в баке дизельно-

го электрогенератора? Разве в этом случае мы не сохраняем энергию? Куда отнести РИТЭГ¹, способные десятками лет без замены служить «батарейкой» для аэронавигационного оборудования в безлюдных местностях и для космических аппаратов?

Следует признать, что простейшим и древнейшим способом запастись энергией впрок является хранение натурального топлива. К этой категории запасов относятся и дровяные сараи, и угольные склады электростанций, и подземные хранилища газа. Однако хранить можно не только натуральное топливо, но и искусственное, специально приготовленное для удобного применения в случае такой потребности. В эту категорию попадают топливные пеллеты и брикеты из биомассы или ископаемого угля, нефтебазы с запасом нефтепродуктов и даже облученное ядерное топливо (ОЯТ) в пристанционных хранилищах атомных электростанций². Особое место здесь занимает водород, использованию этого энергоносителя посвящен самостоятельный раздел.

Чтобы разобраться с отличительными признаками накопителей уместно вспомнить плотинные ГЭС. Плотина не позволяет воде свободно стекать по руслу реки, и вода копится в водохранилище, откуда ее сбрасывают для получения электроэнергии по мере надобности. Таким образом потенциальная энергия воды накапливается в гравитационном поле Земли и может сохраняться продолжительное время. При этом существуют очень похожие на ГЭС гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Их главное отличие от ГЭС состоит в том, что мы предварительно нагнетаем воду в водохранилище с помощью насосов. В этом состоит главный отличительный признак накопителей: чтобы запастись энергией мы предварительно затрачиваем ее в той или иной форме и затем

¹ Радиоизотопный термоэлектрический генератор — источник тока, преобразующий тепловую энергию естественного распада радиоактивных изотопов в электроэнергию.

² Это топливо планируется переработать в кондиционное ядерное топливо в одном из двух случаев: когда природный уран ²³⁵U по мере исчерпания его запасов сравняется по цене с извлечением ²³⁵U и плутония ²³⁹Pu из ОЯТ, либо в случае замыкания ядерного топливного цикла и возможности использовать ²³⁸U для производства электроэнергии на АЭС. Современный объем переработки ОЯТ в мире не превышает 15%.

расходуем именно эту, изначально затраченную энергию, преобразуя ее в электроэнергию, тепло или работу. В отличие от энергоисточников, в накопителях реализуется *замкнутый цикл преобразования энергии*. И, как всякому замкнутому циклу, данному преобразованию свойственна потеря части подведенной энергии — в соответствии со вторым законом термодинамики. Этим свойством не обладают ни метанольный топливный элемент, ни дрова в сарае, ни нефтепродукт в топливном баке, ни РИТЭГ.

Указанное свойство, а именно отсутствие источника первичной энергии помимо подведенной искусственно, и наличие замкнутого цикла преобразования делают электрохимический аккумулятор (аккумуляторная батарея, АКБ) образцовым примером накопителя. Ввиду распространенности и разнообразия применений аккумуляторов, на их примере удобно показать, как сегментируется рынок накопителей энергии. Наиболее важным основанием для классификации сегментов рынка накопителей выступает уровень единичной мощности. Так, самые маленькие уровни единичной мощности свойственны накопителям для портативных применений, то есть в составе устройств, которые люди обычно переносят вручную: от наручных часов и смартфонов до компьютеров и тяжелого электроинструмента вроде строительных перфораторов. От них обычно требуют наибольшую удельную емкость на единицу объема или массы. Необходимая продолжительность их работы (или готовности к работе) от одной зарядки обычно не превышает одной-двух недель, а зачастую ограничена одними сутками.

Средний сегмент занят устройствами, в которых накопитель служит для самостоятельного перемещения устройства в пространстве: от электросамокатов и дронов до грузовых электромобилей и локомотивов. Устройства накопления энергии в составе среднего сегмента подразделяют на стартовые и тяговые. Первые нужны, чтобы быстро запустить более мощный агрегат, например дизельный или газотурбинный двигатель. От них требуется быстро выдать накопленный заряд. Вторые предназначены для маршевого движения в качестве основного источника энергии для транспортного средства. Они имеют большую ёмкость, но меньшую маневренность. Тяговые накопители должны обеспечивать транспортно-

му средству запас хода, как правило, не меньший, чем для аналогичного средства на нефтяном жидком топливе. Например, у большинства автомобилей он составляет около 500 км. Саморазряд, свойственный большинству накопителей, для тяговых аккумуляторов обычно не превышает 20 % за месяц.

Верхний сегмент единичной мощности представлен стационарными накопителями, предназначенными для обеспечения энергией произвольной нагрузки на уровне распределительной, а иногда и магистральной сети. В зависимости от назначения, стационарные накопители подразделяют на следующие группы: а) источники бесперебойного питания (ИБП); б) резервирующие мощности в составе электростанций, использующих такие типы генерирующих источников со стохастическим режимом генерации энергии, как ветроэнергетические и фотоэлектрические станции (ВЭС и ФЭС); в) крупные накопители для поддержания частоты в электроэнергетической сети (ЭЭС); г) крупные накопители для поддержания мощности в ЭЭС. Для накопителей верхнего сегмента часто важно короткое время отклика на управляющий сигнал. В упомянутых группах а) и в) оно измеряется миллисекундами. Продолжительность хранения энергии и время работы в верхнем сегменте различаются по группам. ИБП хранятся всегда заряженными, а отдают накопленную энергию за время от 10 мин до 2 ч. В группах б) и г) требуемый срок хранения энергии составляет примерно одни-два суток, а емкость рассчитана на выдачу мощности в течение 6—12 ч. Накопители групп а), б) и в) не должны иметь *эффекта памяти*, то есть их повторная зарядка без предварительного полного разряда не должна приводить к деградации накопителя.

При достаточном запасе мощности накопителей в ЭЭС они могут сглаживать пики суточного графика нагрузки, что приводит к повышению технической и экономической эффективности генераторов энергии, улучшает управляемость сети. В перспективе накопители для регулирования мощности в ЭЭС могут привести даже к вытеснению наиболее дорогостоящих и маневренных пиковых источников, таких как ГТУ. Тогда соответствующая пиковая нагрузка будет покрываться энергией от наиболее экономичных источников, традиционно работающих в базовой части графика. Вместе с тем это решение

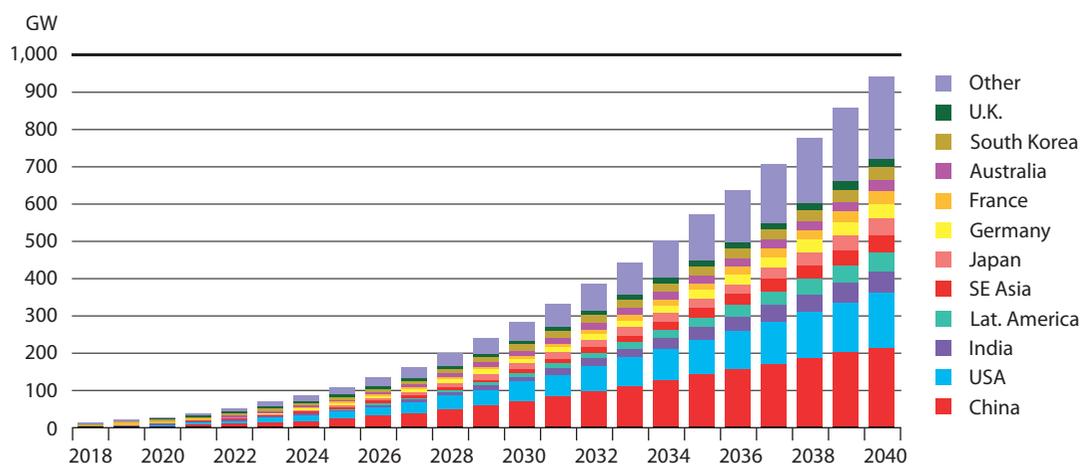


Рис. 1. Рост кумулятивной установленной мощности накопителей энергии по странам мира до 2040 г.
Источник: BloombergNEF

только выглядит красиво, тогда как с экономической точки зрения его реализация пока остается неприемлемо тяжелой.

Редкий случай, когда потребитель выбирает накопитель сам, имеет место, если он использует накопление в своей зоне ответственности при двухставочном тарифе. Дневная «пиковая» энергия обходится для него дороже, чем ночная. Запасая энергию ночью при низком тарифе и тратя запасенную энергию днем, он участвует в выравнивании суточной неравномерности нагрузки и получает экономию. За рубежом подобная деятельность составляет даже отдельный вид бизнеса. В России эксперименты такого рода были, но массового распространения пока не приобрели по экономическим причинам.

Аналитики агентства BloombergNEF оценили прогнозный рост мирового рынка накопителей энергии (аккумуляторов). Их суммарная мощность и емкость должны вырасти с 9 ГВт и 17 ГВт·ч в 2018 году до 945 ГВт и 2460 ГВт·ч в 2040 году, что потребует инвестиций в объеме 662 млрд USD. В распределении по странам рост мощности выглядит, как показано на рис. 1. При всем уважении к агентству, его оценка представляется очень оптимистичной в натуральном выражении, но заниженной в денежном. Для этого имеются некоторые основания, которые рассмотрены ниже.

Классификация накопителей энергии

Общая классификация способов накопления энергии по используемому физическому принципу отражена на рис. 2. Нетрудно заметить, что она аналогична классификации видов конечной энергии: механическая — тепловая — электрическая — химическая. Почти все виды накопителей в разное время находили и находят свое практическое применение. Исключение составляют разве что архимедовы конструкции, использующие выталкивающую силу жидкости или газа. В 1960-х рассматривали донные аккумулирующие электростанции, в которых полую сферу предлагали опускать под воду при заряде, чтобы получить энергию при ее всплытии. В 2010-х гг. прорабатывали аналогичный накопитель на базе аэростатов, заполненных водородом. Обе разработки прекращены на стадии прикладной НИР по причине их низкой эффективности и технической сложности, но Архимед в этом не виноват.

Помимо традиционных накопителей (ГАЭС и АКБ), апробированы в промышленном масштабе твердотельные, пневматические, кинетические, криогенные решения, а также суперконденсаторы. Термохимические технологии и циклы рассматриваются с середины XX века в качестве способа не только хранения, но и передачи энергии.



Рис. 2.
Классификация накопителей энергии по физическому принципу

Представленный ниже перечень разделов с описанием различных типов накопителей не полностью соответствует классификации, приведенной на рис. 2. Структура статьи построена с учетом достигнутых технических возможностей и экономической целесообразности использования различных технологий накопления энергии.

Промышленно освоенные разновидности накопителей электроэнергии отражены в табл. 1. ГАЭС накапливают энергию в виде потенциальной энергии воды, затем накопленная энергия используется для выработки электроэнергии с помощью гидравлической турбины. Пневмоаккумулирующие (ПАЭС) и криоаккумулирующие (КАЭС) электростанции накапливают соответственно сжатый или сжиженный воздух, который при расширении приводит в действие газовую турбину. Механические аккумулирующие электростанции³ (МАЭС) поднимают груз и вырабатывают электроэнергию при его опускании под действием силы тяжести с использованием электродвигателя-генератора. Последнюю раз-

³ Эти электростанции часто называют гравитационными, однако аббревиатура ГАЭС традиционно закреплена за гидроаккумулирующими электростанциями, поэтому применяют термин «механические».

новидность называют еще гравитационным накопителем. В инерционных накопителях⁴ (ИАЭС) раскручивается массивный маховик, отдающий энергию электродвигателю-генератору при торможении. Как уже отмечено выше, наибольшее распространение получили электрохимические накопители (аккумуляторы, АКБ), в свою очередь имеющие много разновидностей. Степень технической готовности и средние характеристики накопителей приведены в табл. 1.

Как следует из данных таблицы, наибольшей готовности к практическому внедрению в системах энергоснабжения достигли ГАЭС и АКБ. При этом на долю ГАЭС сейчас приходится более 95 % установленной мощности стационарных систем накопления энергии (СНЭ), а оставшиеся 5 % почти полностью заняты технологией АКБ. Низкая степень проникновения АКБ на рынок СНЭ объясняется молодостью технологии именно в стационарной энергетике: АКБ наращивают свою единичную мощность, занимая последовательно сектора портативных устройств, ИБП, электро-транспорта, а теперь и стационарной энергетике. ПАЭС пока слишком дороги. КАЭС имеют то преимущество, что все компоненты этой технологии хорошо освоены в производстве и эксплуатации, поскольку заимствованы из сферы производства сжиженного природного газа (СПГ). ИАЭС применяют пока только в качестве ИБП на период переключения автоматики или непродолжительных восстановительных работ в силу низкой продолжительности хранения энергии. ИАЭС часто используются в качестве «механической развязки» внутренней и внешней электрических сетей для исключения высших гармоник переменного электрического тока и краткосрочных перерывов при переключениях. Этот способ востребован для защиты высокоточного или дорогостоящего оборудования, систем жизнеобеспечения (например, навигационных), а также при производстве высокомаржинальной продукции. Крупные МАЭС для применения на уровне электроэнергетической системы находятся пока на ранней стадии внедрения.

В перспективе внедрение технологий крупномасштабного хранения энергии снимает ограничения на участие источников, традиционно

⁴ В литературе инерционные накопители также называют роторными, кинетическими или маховичными.

Таблица 1
Характеристики некоторых существующих накопителей энергии*1

Параметр	ГАЭС	ПАЭС	КАЭС	АКБ (Pb)	АКБ (Li-ion)	ИАЭС	МАЭС
Диапазон мощности*2, МВт	50—1000	10—300	20—200	0,05—40	0,001—100	0,005—1,0	100—3000
Время хранения	1 ч — 3 нед.	1 ч — 1 нед.	4 ч — 1 мес.	5 мин — 5 сут	1 мин — 1 сут	10 с — 2 ч	4 ч — 1 год
КПД, %	75—85	45—55 (75—80)	~50 (70)	75—85	80—90	85—90	~78
Ресурс, число циклов заряд/разряд	20—100 тыс.	5—20 тыс.	22—30 тыс.	500—2000	1500—3500	100—1000 тыс.	3000—5000 (оценка)
Время отклика, с	20—200	100—300	200—600	0,001—0,01	0,001—0,006	2—8	20—150
TRL / CRL*3	9 / 8	6 / 3	7—8 / 3	9 / 9	7—8 / 8	5—6 / 2	4 / 3
Макс. мощность*4, МВт	3600	290—330	50	38	100	400	25
Энергоемкость, МВт·ч	Нет данных	580—2800	400	10	129	Нет данных	50
Удельная стоимость, USD/кВт USD/(МВт·ч)*5	200—300 50—200	~670 200—1000	~185 (140) ~100 (70)	180—630 140—1050	650 (260) 800 ²⁰¹² , 145 ²⁰¹⁹	~300 от 500	~170 ~55
Компания-лидер	Нет	RICAS	Highview, Praxair	Много	Tesla, Powin Energy Corp.	Beacon Power, Amber Kinetics	ARES, Energy Vault

Примечания:

*1 В скобках приведены перспективные значения.

*2 Теоретический диапазон целесообразных значений мощности.

*3 Уровни готовности технологии (TRL — Technological readiness level) и рынка (CRL — commercial readiness level). TRL 1, CRL 1 — минимальный уровень; TRL 9, CRL 9 — максимальный.

*4 Максимальная единичная мощность созданных установок.

*5 Условно, зависит от ёмкости.

используемых в базовой части графика нагрузки, в покрытии пиковых нагрузок. Это революционное изменение в электроэнергетике, поскольку оно а) усиливает конкуренцию технологий генерации, б) существенно снижает среднюю стоимость производства электроэнергии, в)кратно удешевляет системные услуги по поддержанию частоты и мощности и г) значительно повышает

балансовую надежность энергосистемы. С увеличением доли СНЭ в энергосистеме соответственно растет суммарная мощность резервных источников, а в качестве резервирующих могут выступать генераторы любых типов. По этой причине в ряде зарубежных стран, включая США, Великобританию и Австралию, развернуты масштабные государственные программы в обла-

сти хранения энергии. Так, США, располагающие 40 % всех мировых мощностей СНЭ, намерены к 2030 году стать глобальным лидером в сфере технологий хранения энергии и для этого создать у себя отрасль, независимую от импортных материалов и комплектующих.

Что касается современного состояния СНЭ в России, эта сфера имеет пока лишь определенные заделы. В частности, в стране построены ГАЭС общей мощностью 3,6 ГВт. Несколько проектов реализовано в области СНЭ на базе АКБ. Крупнейший из них завершен в 2019 году в Башкирии, где введен в строй литий-ионный накопитель мощностью 8 МВт, обслуживающий Бурзянскую ФЭС⁵. Вместе с тем аккумуляторная отрасль в России переживает стагнацию: потребители аккумуляторов предпочитают комплектовать свои изделия импортными АКБ. Полностью на отечественной элементной базе собирают пока толь-

⁵ ФЭС — фотоэлектрическая электростанция, один из видов солнечной электростанции (СЭС).

ко кислотные аккумуляторы. Узким местом для производства наиболее современных литий-ионных (Li-ion) накопителей является необходимость приобретения импортных керамических и полимерных мембран. Отрасль лишь приближается к объему производства 1 ГВт/год, включая АКБ всех назначений, преимущественно для портативных применений. При этом по опыту других стран известно, что по достижении порога примерно 10 ГВт/год происходит резкое снижение себестоимости Li-ion АКБ до уровня около 100 USD/кВт. В этой связи Россия начала собственную программу в области аккумуляторов, направленную на стимулирование импортозамещения в аккумуляторной отрасли. Два завода должны появиться к концу 2025 года — в Калининграде и Москве.

Как и в других технологических сегментах, в сегменте накопителей энергии имеются свои перспективные заделы — технологии на стадиях разработки и зрелости. Некоторые перспективные способы хранения энергии рассмотрены в последующих разделах.



<https://i.pinimg.com/originals/42/d3/ec/42d3ecb1832626868863cda310813797.jpg>



<https://video.cgtn.com/news/2022-06-30/Largest-pumped-storage-power-station-in-E-China-put-into-operation-1bidaYOnK9O/video/03716aed88e34b7e8e02dee868668999/03716aed88e34b7e8e02dee868668999.jpg>

ГАЭС способны выполнять функцию как потребителя-регулятора, запасящего избыточную энергию от маломаневренных источников, так и регулятора частоты и мощности

2 Отдельные виды накопителей



Накопители механической энергии

Множество потенциальных механических накопителей энергии представлено гравитационными, пневматическими, пружинными и архимедовыми устройствами. Из них только первые два представляют интерес для энергетики, тогда как пружинные сохранились только в винтажных механических часах, а архимедовы уже сошли со сцены по причинам их низкой экономической эффективности и уровня эксплуатации.

Первым примером гравитационного накопителя энергии служат маятниковые часы (конструкции Гюйгенса), давшие начало некоторым единицам измерения. Так, груз маятниковых часов весом в 1 кг при перемещении на 1 м сохраняет или расходует (в зависимости от направления перемещения) 10 Дж энергии. Для сравнения, стандартная литий-ионная батарея формата AA (LR6) способна сохранить около 7 Вт·ч, т.е. в 2520 раз больше энергии. Аналогично: двухлитровый баллон со сжатым гелием под начальным давлением 50 атм позволяет наполнить 100 л воздушных шариков. Используемую при этом энергию легко рассчитать как раз по закону Архимеда: $1,29 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,8 \text{ м/с}^2 \cdot 0,1 \text{ м}^3 = 1,26 \text{ Н}$, и если шарики поднимутся хотя бы на 100 м, то затраченная энергия составит 126 Дж, а если на 200 м, то 252 Дж или 1/100 литий-ионной «пальчиковой» батарейки. Много? Не очень-то.

Особенностью гравитационных накопителей является то, что масштабировать произвольно можно только массу груза, тогда как высоты для его перемещения в условиях земной поверхности ограничены перепадами высот рельефа и глубиной шахт. В свою очередь, глубина шахт ограничивается достижением водоносных горизонтов, ниже которых стоимость обустройства и содержания шахт значительно возрастает. По этой причине наиболее простым и дешевым гравитационным накопителем энергии стали ГАЭС, число которых в мире превысило 500.

Гидроаккумулирующие электростанции способны выполнять функцию как потребителя-регулятора, запаасающего избыточную энергию от маломаневренных источников, так и регулятора частоты и мощности. ГАЭС используют холмистый или горный рельеф местности. Электрические гидромашины закачивают воду из нижнего резервуара в верхний ночью, когда АЭС и крупные КЭС в базовой части графика нагрузки вырабатывают невостребованную энергию. Днем ГАЭС работает в режиме пикового источника как обычная ГЭС. Машины для перемещения воды могут быть отдельными для ее нагнетания и сбрасывания, а могут быть обратимыми. То же относится к электромашинам, которые могут быть реверсивными: работать попеременно то как электромотор, то как электрогенератор. КПД замкнутого цикла для ГАЭС обычно составляет 70—75 %.

Крупнейшая в мире ГАЭС Fengning Pumped Storage Power Station мощностью 3,6 ГВт сдана в 2024 году в провинции Хэбэй на севере Китая. Ее строительство началось в 2013 году, а первый ток она выдала в 2019 году. Станция строилась в две очереди, каждая из которых состоит из шести радиально-осевых турбин (обратимые турбины Френсиса) мощностью 300 МВт. Строительство станции обошлось в 2,6 млрд USD, что соответствует удельной стоимости установленной мощности 722 USD/кВт. Это значение — среднее для ГАЭС, оно объясняется выбранным расположением и параметрами станции. Ее верхний бассейн объемом 45 млн м³ находится на 425 м выше нижнего, объемом 71,6 млн м³. Станция способна запасти 40 ГВт·ч энергии и рассчитана на 11 ч работы с номинальной нагрузкой. Проектное значение КПД для полного цикла станции составляет 75,9 %.

До 2021 года мировое лидерство среди накопителей принадлежало ГАЭС Bath County Pumped Storage Station в штате Вирджиния (США). Она имеет мощность 3 ГВт и емкость 24 ГВт·ч. Станция рассчитана на 10—11 ч работы с нагрузкой 2,4—2,7 ГВт. Ее строительство велось с 1977 по 1985 год и потребовало инвестиций 4,68 млрд USD (в долларах 2024 года). Верхний бассейн станции способен принять 43,9 млн м³ воды, а перепад высот между верхним и нижним бассейнами составляет 380 м. Имеется также резервный бассейн, используемый для рекреационных целей, из которого добавляют воду в верхний бассейн в периоды маловодья. В режиме нагнетания 6 турбин Френсиса мощностью по 500 МВт обеспечивают расход воды до 800 м³/с, а в режиме сбрасывания расход составляет 850 м³/с. Станция до сих пор в эксплуатации.

Китай и США неспроста упомянуты первыми. Первые 9 строк мирового рейтинга сетевых накопителей занимают 6 китайских, 2 американских и 1 японская ГАЭС. На эти же три страны приходится более половины мировой установленной мощности ГАЭС — около 53 %. Всего построено 86 ГАЭС мощностью 1 ГВт и более, еще 122 станции такой же мощности строятся и проектируются, из которых подавляющее большинство также расположены в Китае. При этом указанные страны отнюдь не лидируют в доле сетевых накопителей. Суммарная мощность ГАЭС, отнесенная к суммарной мощности ЭЭС, составляет в Китае

и США 2 %, в Японии 8,8 %. Лидерами же по данному показателю являются Швейцария (33 %), Австрия (18,7 %) и Португалия (17,8 %). Нетрудно заметить, что территориям этих стран свойственен гористый рельеф.

В свою очередь, гористый рельеф благоприятен для строительства гибридных станций, сочетающих нагнетание воды в верхний резервуар с естественным стоком природных водотоков. Гибридная станция может быть создана на базе существующих ГЭС путем замены гидротурбин на обратимые. В 1970—1990-х гг. целый ряд гидроэлектростанций США прошли именно такую реконструкцию.

В России действуют три ГАЭС. Кубанская ГАЭС в Ставропольском крае построена в 1960-х гг., имеет напор 24 м и мощность 15,9 МВт. Зеленчукская ГЭС-ГАЭС в Карачаево-Черкесии является гибридной, имеет напор 234 м и мощность 300 МВт. Загорская ГАЭС в Московской области строилась с 1980 по 2000 г., обладает напором 100 м и мощностью 1200 МВт. Строится вторая очередь Загорской ГАЭС мощностью 840 МВт. По плану она должна вступить в строй в 2028 году. Еще 8 станций находятся на стадии проектирования.

Удельная стоимость установленной мощности ГАЭС сильно отличается для разных станций. Им свойственны те же вариации, что и для ГЭС, а именно высокая зависимость от рельефа местности и количества земляных работ. Если один или оба резервуара ГАЭС сооружаются искусственно, станция обычно дороже, и ее стоимость может достигать 3600 USD/кВт. Когда локация позволяет использовать или адаптировать естественные водоемы, удельная стоимость ГАЭС резко снижается. В частности, в Швейцарии лучшие образцы достигали стоимости 520—550 USD/кВт. Высокие капитальные затраты, характерные для строительства плотин, компенсируются длительным сроком службы ГАЭС. Как и в случае ГЭС, проектный срок эксплуатации для ГАЭС может достигать 100 лет, в течение которых требуется только периодическая замена рабочих колес гидроагрегатов — примерно раз в 30—50 лет.

Наибольшая экономическая выгода достигается на крупных ГАЭС, более 500 МВт. Это объясняется не только эффектом масштаба, то есть

снижением удельной стоимости установленной мощности и удельных операционных издержек с ростом единичной мощности установки. Не менее важно, чтобы эффект от применения ГАЭС был значимым для данной ЭЭС, иначе ей трудно найти инвестора. Согласно оценкам, установки мощностью менее 50 МВт в среднем не окупаются. Установленная мощность большинства существующих ГАЭС лежит в диапазоне от 100 до 500 МВт. Среди известных вновь строящихся ГАЭС 97 % приходятся на категорию 500+ МВт.

Возможно, менее крупным станциям просто достается меньше внимания СМИ. Тем не менее попытки создавать ГАЭС малой мощности известны. Например, сообщалось о начале строительства ГАЭС в Германии мощностью 13 МВт. Вместе с тем проект не имел коммерческой цели, инвестор видел его цель в том, чтобы обновить свои компетенции в данной сфере. Примерно такая же мотивация была у компании Shell Energy, когда она предложила ГАЭС мощностью 5 МВт для внедрения в городской застройке в штате Вашингтон. Цель этого проекта состояла в практической апробации технического решения для экономии на двухставочном тарифе, тогда как оно было заведомо некупаемым. Размещать ГАЭС в многоквартирных домах в 2016 году предлагали также в Испании. Реализация подобных проектов обычно направлена на достижение эффекта обучения, а именно рационализацию технических решений и производственных операций по мере внедрения. Поэтому сообщения о подобных проектах не должны вводить в заблуждение: это пилотные экземпляры, за которыми, скорее всего, ничего не последует¹.

Известно, что технология ГЭС с начала XXI века почти не улучшает своих удельных показателей эффективности, что свидетельствует о её приближении к физическому пределу. Технология ГАЭС закономерно следует этой же тенденции, однако научно-технический прогресс в этой сфере не остановился. Помимо упомянутых попыток разместить ГАЭС в жилой застройке, имели место предложения об использовании морской воды

в качестве рабочего тела ГАЭС. В 1999 году проект Йанбару на японской Окинаве продемонстрировал станцию мощностью 30 МВт и стоимостью 32 млн USD²⁰¹⁹, однако в 2016 году он был закрыт, станция демонтирована. Мощность станции составляла 2,1 % от пикового спроса в ЭЭС Окинавы. Искусственным был только верхний бассейн, что позволило снизить ее стоимость, в качестве нижнего служил Тихий океан. При объеме верхнего резервуара 564 тыс. м³ и эффективном перепаде высот 136 м станция была рассчитана на 7 ч работы с номинальной нагрузкой. Причиной досрочного прекращения проекта оказалась плохая экономика: на острове хватало маневренных генераторов, а рост энергопотребления не оправдал изначальных прогнозов. К этому добавилась проблема коррозии, вызванная морской водой. Фактически проект Йанбару прекращен на стадии TRL 7.

Тем не менее идею сэкономить на нижнем резервуаре за счет океана следует признать изящной. Она нашла своих последователей, и в 2012 году предлагались проекты строительства ГАЭС 300 МВт на острове Ланаи (США, штат Гавайи) и в Ирландии. Они не были реализованы. В 2015 году аналогичный проект на морской воде предложен для реализации в Чили, где планируемая в пустыне Атакама ФЭС Skies of Tararasa мощностью 600 МВт нуждается в резервирующих мощностях. Китайские разработчики предложили в этом качестве рассмотреть ГАЭС мощностью 300 МВт, нагнетающую морскую воду на высоту 600 м. Проект также не состоялся.

Предлагалось снизить стоимость строительства ГАЭС путем размещения нижнего бассейна в неиспользуемых горных выработках. Несколько таких проектов прорабатывали в США, Финляндии и Австралии. Некоторые рассмотренные шахты достигали глубины 1400 м. Предварительное технико-экономическое обоснование австралийского проекта показало, что проект сможет выйти на нулевую рентабельность при мощности 30 МВт, емкости 180 МВт·ч и напоре 750 м. Тем не менее от проекта отказались ввиду высокой неопределенности по ряду технических вопросов.

С морем связана еще одна идея: в 2016 году в рамках научного проекта StEnSea (Stored Energy at Sea) подтверждена работоспособность ГАЭС

¹ Афоризм, иногда приписываемый Максиму Планку: «Новая идея, как правило, проходит три стадии: “этого не может быть!”, “а в этом что-то есть” и “кто же этого не знал?”». Многие пилотные проекты тихо прекращают на второй стадии их «научной идеи».

с подводным резервуаром, что соответствует TRL 5. В данном случае океан выполнял функцию верхнего бассейна. В качестве нижнего использовали герметичную полую сферу, закрепленную на морском дне. В часы пиковой нагрузки морскую воду впускали в сферу через гидротурбину и откачивали ее в часы ночного минимума нагрузки. Установку предполагалось применить в комплексе с офшорной ветровой электростанцией (ВЭС). Проект был поддержан грантом Института экономики энергетики и энергетических технологий Фраунхофера, Германия. Макет накопителя изготовили из водонепроницаемого бетона в масштабе 1:10 к расчетному. Диаметр сферы составил 3 м, внутренний объем — 8 м³. Макет разместили на глубине 100 м в озере Констанция, германские Альпы, и тестировали в течение четырех недель. После подтверждения концепции разработчики спроектировали полноразмерный макет 1:1 со сферой диаметром 30 м для тестов в море, который так и не был испытан. Авторы проекта оценили себестоимость своей ГАЭС, она составила от 465 USD/кВт для донной фермы на глубине 750 м из пяти накопителей мощностью 5 МВт до 370 USD/кВт для фермы из 120 накопителей. Очевидно, в проекте выявились некие технические трудности².

Твердотельные аккумуляторы механической энергии (в зарубежной литературе LWS, lifted weight storage) предложены в качестве сетевых накопителей в составе ЭЭС. Первоначально идея исследована в середине XX века на примере поезда из нескольких вагонеток, груженых песком или камнем. Вагонетки двигались по рельсам в заброшенной наклонной шахте на стальном тросе, который через шкив и редуктор был соединен с реверсивным двигателем-генератором. Двигатель запасал энергию, поднимая поезд вверх в часы минимума нагрузки, и расходовал ее с получением электроэнергии в часы пиковой нагрузки, когда вагонетки съезжали вниз. КПД такого накопителя достигал 77 %. Почти все детали импровизированного накопителя были бывшим в употреблении оборудованием горнодобывающей компании.

² Возможно, дело в неудачном названии проекта. Известно, что как лодку назовешь, так она и поплывет. Выражение «to be at sea» в английском имеет переносный смысл «пребывать в недоумении», не знать, что делать.

К концу XX века эта же идея была почти повсеместно внедрена на электрифицированных железных дорогах и некоторых трамвайных линиях в холмистой и горной местности. Локомотивы при торможении использовали *рекуперативный тормоз*, возвращая выработанную электроэнергию обратно в контактную сеть. Железнодорожные диспетчеры даже строили график движения составов так, чтобы поезда, идущие вверх и вниз, проходили уклон одновременно. Рельсовый вариант МАЭС оказался хлопотным в эксплуатации, и ему на смену пришли вертикальные конструкции. Однако компания GravityPower из Санта-Барбары (США, Калифорния) до сих пор предлагает потенциальным клиентам переоборудовать старые шахты в рельсовые МАЭС.

В 2020 году швейцарская компания Energy Vault представила свой первый проект EV1 в местечке Кастионе-Арбедео (Швейцария, кантон Тичино). Накопитель (прототип) в виде башни высотой 70 м с помощью шести сдвоенных кранов поднимает бетонные блоки весом по 35 т. При рабочем диапазоне высоты 42 м устройство может накопить 86 МДж энергии и выдать ее обратно в сеть с мощностью до 1,44 МВт. Поддерживать такую мощность оно может не более 1 мин, при сработке запаса в течение часа мощность окажется 24 кВт. Теоретический КПД накопителя достигает 95 %, тогда как практический при мощности 186 кВт составил 75 %. Проект полноразмерной пилотной установки предусматривал 7000 блоков по 35 т, а рабочий перепад высот должен был составить 90 м. Тогда емкость накопителя составит 37,8 МВт·ч. Ожидаемый срок эксплуатации оценен в 50 лет, а ожидаемый КПД в диапазоне 80—90 %. Аккуратных оценок стоимости пока нет ввиду разнообразия вариантов конструкции. Предполагается, что она окажется ниже, чем у накопителей на базе Li-ion АКБ, из-за большего срока службы. За 50 лет литий-ионный накопитель потребует замены 6 раз. Разработчики ставят цель достичь стоимости хранения энергии не более 100 USD/(МВт·ч).

В настоящее время компания Energy Vault ведет строительство двух полноразмерных накопителей в Китае. Первый накопитель с параметрами 25 МВт/100 МВт·ч будет работать в паре с крупной ВЭС в г. Рудонг провинции Цзянсу (КНР) (рис. 3). Второй рассчитан на 17 МВт/68 МВт·ч и строится в г. Жангие (КНР, провинция Гансу).



Рис. 3.
Строящийся гравитационный накопитель в г. Рудонг (Китай)
 Источник: <https://www.energyvault.com/>

Пневоаккумулирующие электростанции (в англоязычной литературе CAES, compressed-air energy storage) — второй по максимальной единичной мощности вид накопителей после ГАЭС, предназначенный для работы в качестве сетевого накопителя в составе ЭЭС. Самая крупная станция данной конструкции McIntosh CAES Plant построена в 1991 году (США, штат Алабама). Ее мощность достигает 110 МВт, а емкость — 2,86 ГВт·ч. Для хранения сжатого воздуха она использует подземную соляную выработку объемом 283 тыс. м³. Рабочий диапазон давлений резервуара — от 44 до 75 атм. При сработке накопленного воздуха его расход составляет 154 кг/с. Для заряда резервуара сжатым воздухом станция использует ночную энергию расположенной поблизости АЭС. В пиковые часы воздух подают в ГТУ мощностью 110 МВт, работающую на природном газе. Тепло уходящих газов после ГТУ используется для подогрева расширяющегося сжатого воздуха, что снижает удельное потребление топлива до 25 %. Система имеет низкую маневренность: для готовности к работе ей требуется около 15 мин, поэтому ее назначение ограничено поддержани-

ем мощности в ЭЭС. Суммарное потребление топлива на станции втрое ниже, чем в случае работы только от энергии природного газа. Этот пример достаточно наглядно показывает основное назначение пневоаккумулирующих установок и при этом их ограничения.

Крупный сетевой накопитель Silver City ESP (рис. 4) без интеграции с тепловой электростанцией (ТЭС) построен и проходит приемку в штате Новый Южный Уэльс (Австралия). При параметрах 200 МВт/1600 МВт·ч он будет выдавать мощность в течение 8 ч для поддержания мощности новых электростанций на базе ВИЭ. Строительство накопителя обошлось в 364 млн USD²⁰¹⁹, что соответствует удельной стоимости установленной мощности 1821 USD/кВт. Накопитель рассчитан на 50 лет эксплуатации, однако разработчики уверены, этот срок впоследствии будет увеличен.

Первая коммерческая ПАЭС построена в 1978 году в Ханторфе (Германия) и до сих пор находится в работе. Она предназначена для разряда в течение 3 ч при параметрах 290 МВт/870 МВт·ч.



Рис. 4.
Пневмоаккумулирующая электростанция Silver City ESP в Австралии, вид сверху
Источник: <https://hydrostor.ca>

Первоначально она использовала энергию АЭС в ночные часы, в настоящее время переведена на сетевую энергию. Для хранения сжатого до 100 атм воздуха используются две искусственные подземные полости на глубине 600 м общим объемом 310 тыс. м³.

ПАЭС Цзинтан построена в 2022 году в провинции Цзянсу (КНР). При параметрах 60 МВт/300 МВт·ч она рассчитана на 5 ч непрерывной работы. Ее резервуар размещен в старой соляной выработке.

По конструкции ПАЭС различаются расположением резервуара — наземное и подземное, а также режимом обмена теплом с окружающей средой. Как известно, газы при сжатии нагреваются и остывают при расширении. Более экономичны *адиабатические* накопители, у которых тепловой обмен почти исключен. В *диабатических* часть энергии компрессоров тратится в виде сбросного тепла. В них требуется внешний подогрев расширяющегося газа во избежание образования льда в воздуховодах и на оборудовании. Рассматривалась также конструкция пневмонакопителя, в которой воздух нагнетают в резервуар с подвижной стенкой, закрепленный на морском дне. В часы пиковой нагрузки воздух выталкивается из резервуара давлением морской воды. Преимуществами этого решения называли постоянство давления и естественное термостатирование. После испытания модели (TRL 4) разработчики потеряли интерес к этой конструкции. Очевидно, в ней нашлись технические недостатки.

Для регулирования частоты и покрытия пиков электрических нагрузок в локальных ЭЭС тестируются накопители электроэнергии в супермаховиках. Летом 2024 г. в Китае, в г. Чанчжи (провинция Шаньси), запущена электростанция Dinglun Flywheel Energy Storage Power Station мощностью 30 МВт, которая оборудована 120 маховичными генераторами единичной электрической мощностью 250 кВт. Генераторы распределены по 10 блокам с 12 установками в каждом и подключены к сети 110 кВ. Маховики размещены на магнитном подвесе в вакууме, что позволяет повысить их эффективность, увеличить рабочий ресурс и снизить уровень шума. Удельные затраты на сооружение электростанции составили 1600 USD/кВт. Электростанция Чанчжи отобрала пальму первенства у маховичной электростанции Beacon Power flywheel station в г. Стефентауне (штат Нью-Йорк, США) мощностью 20 МВт, запущенной в 2014 г. и имеющей удельную стоимость 2600 USD/кВт.

Химические накопители электрической энергии

Распространенные технологии АКБ насчитывают десяток технических решений, различающихся типом химического процесса. Общее число известных технологий электрохимических накопителей превышает полсотни, а число моделей и типоразмеров составляет несколько тысяч. Приведенные в табл. 2 данные позволяют сопоставить наиболее известные типы АКБ. Их разнообразие продиктовано разницей целевых

Таблица 2
Характеристики некоторых известных аккумуляторов (вторичных химических источников тока)

Наименование, обозначение	Катод / анод	Электролит	Параметры	TRL	Применение
1. Свинцово-кислотный, Pb	$PbO_2 / Pb^{0\ 1*}$	Водный раствор H_2SO_4 , иногда с загустителем (гелевые)	Емкость 25—40 Вт·ч/кг. Ресурс 500+ циклов. КПД по энергии 75—85 %. Рабочая температура -40...+40 °С	9	Наземный транспорт, ИБП
2. Никель-кадмиевый* ² , Ni-Cd	$Ni(OH)_2 / Cd(OH)_2$	Водный раствор KOH + LiOH	Емкость 45—65 Вт·ч/кг. Ресурс от 100 до 900 циклов. Рабочая температура -50...+40 °С. Могут храниться разряженными	9	Портативные применения, ручной электроинструмент, троллейбусы. Замещение из-за токсичного Cd
3. Никель-металлогидридный* ² , Ni-MH	$NiLaH, NiLiH / NiO$	Водный раствор KOH	Емкость 60—72 Вт·ч/кг. Ресурс 300—500 циклов. Рабочая температура -60...+50 °С. Без эффекта памяти. Хранят заряженным	9	Портативные применения, электромобили
4. Серебряно-цинковый* ² , Ag-Zn	$ZnO + Zn^0 / Ag_2O_2$	Водный раствор KOH	Емкость до 150 Вт·ч/кг. Ресурс 100 циклов. Способен отдавать большие токи. Рабочая температура -40...+50 °С	9	Авиация, космос, военная техника (дорогостоящие применения), малые портативные применения
5. Литиевый, Li	$TiS_2, MoS_2 / Li^0$	Раствор соли лития в этиленкарбонате $(CH_2)_2CO_3$	Разработаны в 1970-х гг. Имеют высокую пожароопасность из-за металлического Li ⁰	7	Портативные применения. Повсеместно отозваны из оборота
6. Литий-ионный, Li-ion — общее название для 10 типов ЛИА	$LiMeO_x / графит$	Пористый сепаратор из полипропилена, заполнен раствором соли лития	Емкость 110—270 Вт·ч/кг. Ресурс 500—3500 циклов. Рабочая температура -20...+60 °С. Низкий саморазряд. КПД до 95 %	9	Портативные применения, электроинструмент, электромобили
ба. Литий-кобальтовый, ICR	$LiCoO_2 / графит$	Раствор $LiPF_6$ в этиленкарбонате	Емкость до 250 Вт·ч/кг. Ресурс 500—600 циклов. Взрывоопасны	9	То же. Повсеместно выводятся из оборота в пользу других типов

Окончание табл. 2

Наименование, обозначение	Катод / анод	Электролит	Параметры	TRL	Применение
6б. Литий-железо-фосфатный, LiFe	LiFePO ₄ / графит	Раствор LiBF ₄ или LiPF ₆ в пропиленкарбонате или диэтилкарбонате (C ₂ H ₅) ₂ CO ₃	Емкость 90—160 Вт·ч/кг. Ресурс 1500—3000 циклов. Быстро заряжаются большими токами. Пожаробезопасны	9	Портативные применения, электроинструмент, электромобили. В перспективе стационарные
6в. Литий-титанатный, LTO	LiCoO ₂ / Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	Раствор LiPF ₆ в этиленкарбонате или диэтилкарбонате	Емкость 100—110 Вт·ч/кг. Ресурс до 20 тыс. циклов. Зарядка до 90 % за 5 мин. Рабочая температура -60...+60 °С. КПД 96 %	8	Электромобили, ИБП
6г. Литий-серный, Li-S	S ₈ + Se + C / Li ^o	Смесь 1,2-диметоксисэтана C ₂ H ₄ (OCH ₃) ₂ , 1,3-диоксолана C ₃ H ₆ O ₂ и ТФМСИ LiN(SO ₂ CF ₃) ₂	Емкость 300—500 Вт·ч/кг. Ресурс до 1000 циклов. Рабочая температура -40...+40 °С. Без эффекта памяти. Опасны	6	Мобильные применения. В 2022 г. БПЛА Airbus Zephyr провел 42 дня в стратосфере, пользуясь ФЭП и Li-S
7. Литий-полимерный, Li-Pol, Li-Po	LiCoO ₂ / графит	LiClO ₄ , LiPF ₆ + дисперсия сополимера винилацетата/ акрилата в растворителе	Емкость до 265 Вт·ч/кг. Ресурс 800—900 циклов. Могут иметь любую форму от 1 мм и быть гибкими. Пожароопасны	8	Портативные применения, электромобили
7а. Сухой литий-полимерный	LiCoO ₂ , LiMn ₂ O ₄ / графит	LiClO ₄ , LiPF ₆ или LiCF ₃ SO ₃ в матрице полиэтиленоксида (OCH ₂ CH ₂) _n	Емкость до 200 Вт·ч/кг. Ресурс до 1000 циклов. Рабочая температура -20...+60 °С, зарядка 0+ °С. Пожаробезопасны	7	Портативные применения, электромобили
8. Никель-цинковый* ² , Ni-Zn	NiO / Zn ^o	Водный раствор KOH + LiOH	Запатентованы в 1901 г. Емкость 60 Вт·ч/кг. Ресурс 250—370 циклов. Рабочая температура -30...+40 °С. Безопасны	8	Портативные применения, наземный транспорт. Вытеснены другими типами аккумуляторов
9. Железо-воздушный* ² , Fe-air	Воздушный электрод / Fe ^o	Водный раствор KOH	Емкость 90—135 Вт·ч/кг. Ресурс до 10 тыс. циклов. Рабочая температура -15...+30 °С. Медленные заряд и разряд	7	Крупные системы резервного питания. Самая низкая стоимость хранения энергии

Наименование, обозначение	Катод / анод	Электролит	Параметры	TRL	Применение
10. Натрий-серный, Na-S	S° + графит / Na°	Расплав нестехиометрического смешанного оксида примерного состава NaAlO ₂	Энергоемкость 300—350 Вт·ч/кг. Ресурс 200 циклов (лабораторный образец до 400 циклов). Рабочая температура +300...+350 °С	7	Крупные системы резервного питания. Самая низкая стоимость установленной мощности
11. Калий-ионный, K-ион	K ₂ Mn[Fe(CN) ₆] / Na°, K°, графит	Раствор KPF ₆ в органическом карбонате. Сепаратор из Al ₂ O ₃ и полипропилена	Энергоемкость 279 Вт·ч/кг. Ресурс: в лабораторных условиях прототип потерял 30 % емкости за 130 циклов. КПД > 96 %	6	Пока рассматриваются только портативные применения, в случае успеха возможен рост масштаба
12. Натрий-ионный, Na-ion	Na ₂ Mn[Fe(CN) ₆] / Na°, K°, графит	Раствор NaPF ₆ в органическом карбонате. Сепаратор из Al ₂ O ₃ и полипропилена	По всем показателям занимают промежуточное положение между Li-ion и K-ion. Имеет лучше ресурс, чем K-ion	5	То же
13. Цинк-бромный* ³ , Zn-Br, непроточный	Br ₂ + графит / Zn°	Водный раствор ZnBr ₂	Энергоемкость 120 Вт·ч/кг. Ресурс 600—2000 циклов. Рабочая температура 0...+50 °С. Пожаро-безопасны. КПД по энергии 80 %	6	Крупные системы резервного питания. Резервирование ВЭС и ФЭС
14. Ванадиевый, VRFB, проточный	Графит, углерод	Водный раствор H ₂ SO ₄ . Мембрана из Нафiona разделяет катод и анод	Энергоемкость 40—60 Вт/кг* ⁴ . Ресурс до 20 тыс. циклов. Удельная мощность не ограничена. КПД по энергии 70—75 %	5—6	Крупные системы резервного питания. Сглаживание графика электрической нагрузки

Примечания:

*1 Значок «°» означает нулевую степень окисления — элементарное или металлическое состояние.

*2 Относятся к группе щелочных аккумуляторов.

*3 Не путать с проточной цинк-бромной батареей ZBFB.

*4 Условно, так как мощность не фиксирована.

применений: портативные, мобильные и силовые стационарные применения предъявляют существенно отличающиеся требования как к техническим характеристикам АКБ, так и к их цене.

Типичные тяговые аккумуляторы, предназначенные для продолжительной и стабильной выдачи мощности, — свинцово-кислотные (сухие), никель-металл-гидридные и другие щелочные. Стартовые, служащие для быстрой выдачи большой мощности с менее стабильными во времени характеристиками тока, — гелевые, стекловолоконные (AGM), мокрые свинцово-кислотные и др. Литий-ионные АКБ (ЛИА) сами по себе представляют группу из более десятка аккумуляторов, среди которых есть представители обоих упомянутых классов. Так, ЛИА на основе оксида лития-кобальта (LCO) в качестве катодного материала применяются в портативных устройствах. При неправильном обращении они пожароопасны, поэтому их оснащают устройствами защиты, в том числе электронными и механическими. Аккумуляторы на основе оксида лития-марганца (LMO), фосфата литий-железа (LFP), литий-никель-марганец-кобальта оксида (NMC) более безопасны, применяются в электроинструменте и электромобилях. Автомобили Tesla используют ЛИА на основе оксида лития-никеля-кобальта-алюминия (NCA). Имеются и бытовые версии литий-ионных накопителей, выпускаемые, в частности, компаниями Sonnen GmbH (Германия) и LG Chem (Ю. Корея). Компания Sonnen дает 10-летнюю гарантию на свой накопитель с параметрами 3 кВт/15 кВт·ч.

Марка аккумулятора NMC, выражаемая трехзначным числом, отражает соотношение металлов в его составе: например, NMC 532 содержит 5 частей Ni, 3 части Mn и 2 части Co. Для электромобилей применяют марки NMC 532 и NMC 622, а для люксовых брендов — самые неприхотливые NMC 111. В стационарной энергетике распространен тип NMC 811, в котором меньшее содержание кобальта позволяет снизить удельную стоимость [1]. Только за 2017—2018 гг. стоимость кобальта на мировом рынке подскочивала с 35 до более чем 97 USD/кг, а с 2020 по 2022 год — с 22 до 82 USD/кг. В марте 2025 года килограмм кобальта торговался по 33,7 USD. Кроме того, с ростом содержания никеля растет удельная емкость, хотя и с некоторым ущербом для долговечности и тепловой стабильности.

Наиболее распространенные и дешевые для мобильных и стационарных применений свинцово-кислотные АКБ стоят от 150 до 500 USD/кВт³ (российские — 150—250 USD/кВт). Наиболее перспективными сегодня для широкого применения в стационарной энергетике стали ЛИА — в силу их удельной емкости и быстрого удешевления. Они стали основой для создания мощных станций, обеспечивающих функционирование крупных ветропарков в составе энергосистем. Такие станции мощностью до нескольких сот мегаватт эксплуатируются, в частности, в Великобритании, Австралии, Японии, Южной Корее. Компания Tesla разработала промышленную литий-ионную батарею Megarack, выполненную в стандартном 40-футовом контейнере. Самая новая версия (Megarack 2 XL) имеет КПД замкнутого цикла 93,7 %, весит 38,1 т и при мощности 1,9 МВт способна накопить 3,9 МВт·ч электроэнергии. Таким образом, она позволяет выдавать максимальную мощность в течение 2 ч. За время, прошедшее с момента появления первой версии Megarack в 2015 году, удельная стоимость этого накопителя снизилась с 1240 до 721 USD/кВт.

Альтернативой накопителям на уровне ЭЭС традиционно выступают газопоршневые (ГПЭС) и газотурбинные (ГТУ) пиковые источники. Для сравнения, удельная стоимость ГПЭС составляет от 800 до 1400 USD/кВт, а для ГТУ — от 700 до 1100 USD/кВт. Как можно увидеть, по удельной стоимости ЛИА уже вполне могут составить конкуренцию пиковым генераторам, хотя еще не могут поспорить с ними по сроку службы.

Для повышения конкурентоспособности АКБ в стационарных ЭЭС им необходимо повысить ресурс, в настоящее время обычно не превышающий 7—8 лет, а также увеличить роботизацию их серийного производства. Последняя тенденция заметна повсеместно, хотя сами промышленные роботы лидирующих производителей происходят преимуще-

³ Для единообразного сравнения стоимость оборудования для разных технологий энергетике принято относить к 1 кВт установленной мощности. Стоимость аккумуляторов обычно нормируют на накопленный заряд, который традиционно выражают в ампер-часах (А·ч). Для перевода применяется общая формула: $N = U \cdot I / 1000$, где N — номинальная мощность, кВт; U — напряжение, В; I — ток, А. В экономических расчетах для накопителей более показательна стоимость хранения 1 кВт·ч.

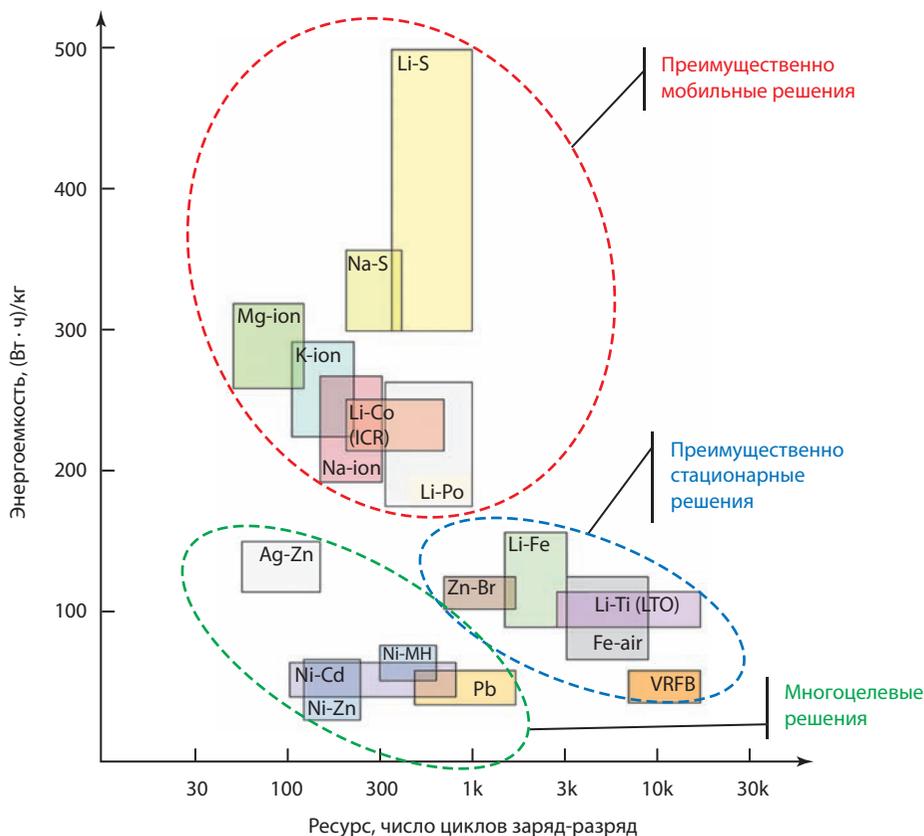


Рис. 5.
Различие АКБ по удельной емкости и ресурсу

щественно из Германии, Японии и США. Стимулом для роботизации выступает ожидаемый переворот на рынке, когда будет достигнута так называемая *цена переключения*, при которой накопление энергии станет дешевле ее пиковой генерации.

В гонке к цене переключения некоторые производители даже отказались от ЛИА в пользу менее технически освоенных, но более дешевых электрохимических накопителей. Компания Asciona Energia в Испании испытывает цинк-бромный непроточный аккумулятор от британо-австралийской компании Gelion plc. Он установлен на ФЭС мощностью 1,2 МВт. За испытаниями следят многие собственники других ФЭС и ВЭС, чтобы в случае успеха оказаться в лидерах и «снять сливки» этой технологии.

Еще ближе к успеху компания Form Energy Inc. из Массачусетса, которая построила железо-воздушный сетевой накопитель (типа Fe-air) в штате

Мэн. Накопительная станция представляет собой батарею емкостью 8,5 ГВт·ч и мощностью 85 МВт. Накопитель способен поддерживать мощность в ЭЭС на протяжении 100 ч непрерывно. По удельной стоимости хранения энергии станция не имеет конкурентов среди накопителей других типов.

Крупнейший сетевой накопитель на базе АКБ типа Na-S построен в 2016 году на подстанции в г. Бузен (Япония, префектура Фукуока). При мощности 50 МВт и емкости 300 МВт·ч он рассчитан на 6 ч непрерывной работы с номинальной нагрузкой. Это уже второй японский накопитель Na-S. Первый был построен в 2008 году на подстанции в местечке Роккашо (Япония, префектура Аомори). Его спроектировали для работы в течение 7 ч при параметрах 34 МВт/245 МВт·ч.

Логику научного поиска в области новых АКБ можно проследить с помощью диаграммы на рис. 5. Видно, что между различными типами АКБ

идет конкуренция по параметрам удельной энергоёмкости и ресурса: что представляется более важным для конкретного применения, то и становится приоритетом развития. В сторону большей удельной энергоёмкости движутся мобильные применения, тогда как в сторону большего ресурса — стационарные. Совместить высокие значения обоих критериев имеющиеся технологии пока не позволяют.

Крупнейший сетевой накопитель на основе ЛИА создан на газовой ТЭС Moss Landing в Калифорнии (США). Две его очереди введены в строй в 2020 и 2021 гг. и имеют суммарные параметры 400 МВт/1600 МВт·ч. В 2024 году накопитель на базе ЛИА 250 МВт/1 ГВт·ч введен на ФЭС Sonoran Solar Energy Center в штате Аризона. Он работает в комплексе с солнечной фермой максимальной мощностью 250 МВт. Число сетевых ЛИА-накопителей ёмкостью более 400 МВт·ч достигло в мире 12, из которых 11 расположены в США и 1 — в Австралии.

Интересный поворот в развитии ЛИА наблюдается с 2013 года: идея по пути улучшения эксплуатационных характеристик ЛИА, их изобретатель, Дж. Гудэнаф⁴, вообще отказался от лития в пользу более дешёвых и безопасных реакций с участием натрия и калия. Предложенные им варианты АКБ с катодами из комплексных солей $\text{Na}_2\text{Mn}[\text{Fe}(\text{CN})_6]$ и $\text{K}_2\text{Mn}[\text{Fe}(\text{CN})_6]$ показали меньшую энергоёмкость, зато существенный выигрыш в удельной стоимости установленной мощности и независимость от ресурсов лития. Если лучшие ЛИА показывают энергоёмкость до 372 Вт·ч/кг, то у натриевых и калиевых накопителей удалось достичь уровня 279 Вт·ч/кг. Анод таких аккумуляторов представляет собой жидкий сплав Na-K, помещаемый в пористую мембрану из Al_2O_3 . Областью потенциального применения натриевых и калиевых накопителей считают электромобили со средним радиусом пробега, хотя опытные образцы относятся пока к портативным применениям.

⁴ Джон Гудэнаф (1922–2023) — американский специалист в области физики и химии твёрдого тела. В 1980 году предложил кобальтит лития LiCoO_2 в качестве катода. Разработал несколько поколений ЛИА. В 2019 году удостоен Нобелевской премии по химии за разработку литий-ионных аккумуляторов.

Мотив литиевой зависимости витает в мировой повестке. На ее снижение направлены разработки и геологоразведочные работы. Геополитические потрясения часто связаны с вопросом о доступе к месторождениям: так было при уходе американского военного контингента из Афганистана в 2020 году, на переговорах о минеральной сделке между Украиной и США в 2025-м, в ходе вооруженных конфликтов в Центральной Африке. В 2024 году тремя мировыми лидерами в производстве лития-сырца были Австралия (88 тыс. т), Чили (49 тыс. т) и Китай (41 тыс. т). В сумме на их долю приходилось 75 % мировой добычи лития, которая составила около 240 тыс. т. О динамике развития рынка лития можно судить по следующим цифрам: в 2018 году мировое производство составляло только 87 тыс. т. При этом лидеров было двое: Австралия (51 тыс. т) и Чили (16 тыс. т). Они контролировали 77 % мирового рынка лития. Китай, добывавший в 2018 году около 8 тыс. т лития, за 6 лет нарастил свое производство в 5 раз и сегодня является фаворитом рынка. Неспроста в ходе нынешней таможенно-тарифной перепалки Китай пригрозил США запретом экспорта своего лития — в ответ на повышение пошлин для китайских товаров. За три года — с начала 2021 до конца 2023 г. — мировые цены на литий взлетали с 6,8 до 89,7 USD/кг, составив в 2022 году в среднем 67,9 USD/кг. В апреле 2025 года литий на мировом рынке котируется как 9,8 USD/кг, однако пережитый литиевый шок еще сохраняется в исторической памяти политиков. Вслед за литием предметом ажиотажного спроса могут стать ресурсы кобальта, никеля, галлия, ванадия и германия. Все эти элементы применяются в составе новых энергетических технологий — от накопителей и топливных элементов до фотоэлектрических преобразователей.

Последователи Дж. Гудэнафа рассматривают также возможность применения электрохимических циклов на основе магния. Батареи типа Mg-ion имеют несколько преимуществ перед батареями типа Li-ion. Помимо большей ёмкости для ионов, характерной для магниевых анодов (в 1,9 раза выше, чем для литиевых), магний не склонен к образованию дендритных структур, приводящих к деградации ячейки аккумулятора и повышенному саморазряду вплоть до короткого замыкания внутри ячейки. В последние годы разработаны действующие прототипы АКБ с электродами на основе MgV_2O_4

и $Mg(Mg_{0,5}V_{1,5})O_4$ и энергоемкостью порядка 200 Вт·ч/кг [2]. Присутствие в составе указанных ячеек дорогостоящего ванадия, в ходе электрохимического процесса, меняющего степень окисления, существенно снижает их конкурентоспособность по цене. Поэтому развитие исследований идет в направлении замены ванадия марганцем или железом, также способными к изменению своей степени окисления. Недостатком батарей типа Mg-ion выступает их высокая поляризация, снижающая КПД замкнутого цикла хранения энергии. Борьба с поляризацией предложено с использованием катодов на основе $MgCrMnO_4$, однако такая замена и использование хрома влекут снижение удельной энергоемкости с теоретических 600 Вт·ч/кг для MgV_2O_4 до менее 200 Вт·ч/кг. На практике падение оказывается еще более ощутимым. Технологическая готовность магниевых АКБ оценивается как TRL 4. Аналогичная проблема поляризации возникает в кальциевых аналогах магниевых аккумуляторов (Ca-ion), как и у их предшественников, использующих ванадий. Природа данной поляризации и способы ее преодоления пока недостаточно изучены. Необходимость в использовании ванадия продиктована его способностью менять степень окисления от +2 до +5. Лишь немногие элементы имеют столь широкий диапазон форм. Общий недостаток накопителей Mg-ion и Ca-ion заключается также в необходимости повышенных температур, снимающих кинетический контроль и позволяющих достичь высоких показателей емкости. При условии решения названных трудностей областью применения для Mg-ion и Ca-ion накопителей могли бы стать маломощные мобильные применения вроде электросамокатов и ИБП, для которых удельная стоимость и энергоемкость важнее их мощности.

Сообщают о разработках в области накопителей на основе алюминия и цинка. Вместе с тем технологическая готовность этих разработок пока не достигла уровня TRL 4, после которого можно строить планы относительно практической реализации идеи.

В связи с перспективой длительного хранения энергии без саморазряда заслуживают внимания электрохимические накопители окислительно-восстановительного типа или окислительно-восстановительные проточные батареи, они же редокс-аккумуляторы. В них запасенная

энергия сохраняется за счет изменения степени окисления определенных химических элементов. Например, ванадий в разных соединениях может принимать степень окисления от +2 до +5, и каждый его переход сопровождается выделением или поглощением энергии. Напомним, в обычных электрических аккумуляторах энергия сохраняется в форме разделенных зарядов. Наиболее проработаны электролиты на основе солей ванадия (емкость до 40—60 Вт·ч/кг) и железа, в стадии демонстрации находятся проточные цинк-бромные (до 70 Вт·ч/кг), цинк-йодные (до 170 Вт·ч/кг) и литий-железо-фосфатные (до 240 Вт·ч/кг) накопители. Предложен ванадий-кислородный накопитель, в котором ванадий при разряде окисляется кислородом воздуха, а при заряде накопитель выделяет кислород. Удельная электрическая емкость такого накопителя оценена на уровне 150 Вт·ч/кг, однако ожидаются новые ограничения по маневренности [3]. В накопителях с использованием галогенов переменная степень окисления достигается за счет образования ионов типа I_3^- . Использование галогенов существенно, в разы, повышает маневренность накопителя. Цинк-галогеновые редокс-накопители показывают КПД на уровне 65—75 % [4]; ванадиевые и железные — 70—80 %, для крупных сообщалось о проектном значении 85 % [5]. Ранее рассматривавшиеся процессы на основе титана, хрома, а также их сочетаний с железом оказались слишком медленными и низкоэффективными, а всего к 2015 году исследованы 78 вариантов элементов-носителей и их сочетаний [6]. Предложен также процесс на основе органического полимера, функционализированного для электронообменных реакций, с целлюлозной мембраной и водным электролитом, показавший исключительно низкую себестоимость, но имеющий и очень низкую емкость — 10 Вт·ч/кг [7]. В лабораторной стадии находятся исследования RedOx-циклов на основе органических веществ. Один из перспективных — обратимое превращение хинона $C_6H_4O_2$ в гидрохинон $C_6H_4(OH)_2$. Оно протекает в щелочной среде в присутствии восстановителя, дитионита натрия $Na_2S_2O_4$, и сопровождается передачей двух электронов. Недорогие компоненты и отсутствие агрессивных химических сред делают способ малозатратным. Осталось испытать его параметры на практике.

Преимуществами редокс-аккумуляторов называют их перспективную стоимость и возможность

раздельного внешнего накопления электролитов в специальных емкостях. Современная стоимость редокс-накопителей составляет 370—2000 USD/кВт, в перспективе — до 200—450 USD/кВт. Достигнутая стоимость хранения энергии 500—800 USD/(МВт·ч) пока слишком высока, перспективная — около 135—175 USD/(МВт·ч). Возможность раздельного хранения реагентов фактически снимает ограничения на емкость накопителя и полностью исключает саморазряд. Кроме того, редокс-накопители неприхотливы и выдерживают до 20 тыс. циклов заряда, что соответствует требуемой на практике продолжительности эксплуатации около 20 лет. Недостатками являются низкая удельная электрическая емкость, низкая маневренность, чувствительность к температуре, проблемы с коррозией [8]. Так, у наиболее технически готовых ванадиевых накопителей имеются трудности с коррозионностойкими материалами, поскольку в них сульфат ванадия растворен в серной кислоте. В галогеновых накопителях проблема коррозии дополняется проблемой токсичности компонентов.

Крупнейшая установка на базе ванадиевого редокс-накопителя запущена в работу в 2015 году в Японии, она имеет мощность 15 МВт и емкость 60 МВт·ч. В 2018 году в Калифорнии компанией San Diego Gas & Electric запущена установка мощностью 2 МВт/8 МВт·ч. Назначение таких установок — системные услуги на оптовом рынке электроэнергии [6]. Германская компания VoltStorage выпустила на рынок бытовой ванадиевый редокс-накопитель SMART. При стоимости 6 тыс. EUR устройство размером с бытовой холодильник способно накапливать 6,2 кВт·ч электроэнергии и выдавать мощность не менее 1,5 кВт в течение до 4 ч. Пользователи могут также собирать батареи подобных «холодильников» в составе до пяти устройств. Преимущество продукта — в его вчетверо большей долговечности по сравнению с литий-ионными аналогами.

Мы уже отметили, что электрохимические накопители последовательно развиваются в направлении большей единичной мощности установок и в скором будущем приобретут заметную долю в составе ЭЭС. Здесь уместно вспомнить, что они работают на постоянном токе, тогда как ЭЭС почти повсеместно используют

переменный ток. Это порождает высокий спрос на тиристорные⁵ преобразователи тока, особенно силовые, предназначенные для работы с большими нагрузками. Хотя они и основаны на кремнии, их производство требует значительных количеств галлия в форме нитрида GaN или оксида Ga₂O₃. При этом мировой рынок силовой электроники сейчас прирастает в среднем на 85 % в год. За ресурсы галлия помимо силовой электроники конкурируют микроэлектроника, производство светодиодов и фотоэлектрических преобразователей. Мировая цена галлия сегодня составляет 242 USD/кг, но она волатильна и за последние три года трижды превышала 350 USD/кг, а один раз 500 USD/кг. Монополистом в производстве галлия является Китай, на долю которого приходится 87 % мировых запасов и 98 % мировых поставок этого металла. Рост полупроводниковой промышленности, потребляющей 97 % всего добываемого галлия, сейчас вдвое обгоняет рост рынка галлия: в 2024 году его произведено около 800 т, а прирост добычи составляет 26 % в год. Из этого следует, что узким местом в масштабном развитии электрохимических накопителей может стать дефицит не только кобальта и лития, но и галлия.

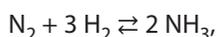
Накопители химической энергии

Выше мы уже отмечали существенные признаки, отличающие источники энергии от накопителей. От накопителей мы получаем только ту энергию, которую к ним предварительно подвели. В классе химических накопителей энергии это правило также выполняется, но появляется еще одна возможность, не свойственная другим классам накопителей. Полученное в результате «зарядки» накопителя химическое вещество может быть транспортировано на значительные расстояния. В ряде случаев это свойство позволяет существенно удешевить передачу энергии.

В XX веке в качестве потенциальных способов накопления и передачи энергии рассматривали

⁵ Тиристоры применяются с 1960-х гг. и представляют собой полупроводниковый прибор с тремя *p-n*-переходами (у диода такой переход — один, у транзистора — два). Многочисленные тиристорные схемы выполняют разнообразные задачи управления электротехническим оборудованием и электросетями.

хемотермические⁶ циклы. Одним из первых кандидатов был синтез Габера⁷:



от которого почти сразу отказались по причине очень высоких параметров гидрирования — температуры и давления. В 1920-х процесс шел при 450 °С и 100 атм с выходом аммиака 16 % за проход, требовалась рециркуляция. Рост уровня технологии позволил в 1990-х годах перейти к параметрам 500 °С, 350 атм с выходом за проход 30 % и рециркуляцией. В настоящее время к идее хранения энергии в форме аммиака вернулись, в частности, в Республике Корея, Испании и Китае. Однако в силу дороговизны катализаторов сферой потенциального применения для данного процесса пока считают портативные применения, такие как автономное питание ноутбуков. Для применений в стационарной энергетике этот процесс имеет уровень технологической готовности TRL 2.

В 1970-х годах рассматривали циклы на основе следующих обратимых реакций:

- 1) метановый цикл $\text{CO} + 3 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$;
- 2) неполный метановый цикл $2 \text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{CO}_2$;
- 3) гидрирование этилена $\text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{C}_2\text{H}_6$;
- 4) гидрирование нафталина $\text{C}_{10}\text{H}_8 + 5 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{C}_{10}\text{H}_{18}$;
- 5) гидрохлорирование этилена $\text{C}_2\text{H}_4 + \text{HCl} \rightleftharpoons \text{C}_2\text{H}_5\text{Cl}$;
- 6) синтез и разложение фосгена $\text{CO} + \text{Cl}_2 \rightleftharpoons \text{COCl}_2$;
- 7) сернокислотный цикл $\text{SO}_3 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2\text{SO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$;
- 8) гидрирование лития $\text{Li}^\circ + 0,5 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{LiH(тв)}$.

⁶ Поясним разницу между терминами «термохимический» и «хемотермический». Первый термин обозначает определенный класс химических превращений, противопоставляемый другим химическим превращениям, протекающим при участии катализаторов, электричества, микроорганизмов и т.п. — каталитическим, электрохимическим, биохимическим. Второй термин указывает на химические реакции, требующие для их осуществления высокие температур.

⁷ Фриц Габер — лауреат Нобелевской премии по химии 1918 года, за создание технологии синтеза аммиака.

Первая из указанных выше реакций планировалась для масштабного проекта «Адам и Ева», который разрабатывали в конце 1970-х — начале 1980-х в Западной Европе [Юлихский исследовательский центр (ФРГ) и его партнеры] и в настоящее время почти забыли повсеместно. В рамках проекта планировался дальний транспорт тепла от атомных высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (ВТГР). От шестой реакции отказались в силу высокой токсичности фосгена COCl_2 . Сернокислотный цикл и гидрирование нафталина рассматриваются в качестве способа накопления энергии в настоящее время; прогресс в области материалов позволяет вернуться к идее их практического применения. Гидрирование лития также рассматривается до сих пор в качестве способа хранения водорода. Остальные реакции не смогли конкурировать с альтернативными технологиями накопления энергии.

Идейным последователем хемотермических способов накопления и передачи энергии сегодня оказались так называемые жидкие (LOHC) и твердые (SOHC) органические носители водорода. Это вещества, способные обратимо присоединять и отщеплять водород. Для получения водорода их предлагается дегидрировать, а для повторного насыщения водородом — гидрировать. Достоинством таких веществ является возможность транспортировать их на большие расстояния в канистрах, цистернах, по продуктопроводам при нормальных условиях. Главным недостатком считаются катализаторы гидрирования/дегидрирования, которые в настоящее время представлены металлами платиновой группы (рутением, палладием, платиной и иридием). Стоит задача найти молекулу, которая легко и обратимо проходит обе фазы превращения. На роль такой молекулы уже исследованы более сотни кандидатов. Некоторые из кандидатных соединений показаны на рис. 6, а параметры их реакций перечислены в табл. 3.

Новый и необычный способ предложен для создания запасов природного газа в относительно небольших объемах. Предложено использовать *газовые гидраты* для хранения природного газа. При температуре +1...–10 °С и давлении до 50 атм метан образует с водой твердое кристаллическое соединение нестехиометрического состава (газогидрат). Обратимая реакция гидратообразования дополнительно облегчается

Таблица 3
Органические носители водорода

Наименование	Условия гидрирования	Реакция и примечания
	Условия дегидрирования	
Толуол — $C_6H_5CH_3$	t 120 °C, p 30 атм, cat. Pt; t 200 °C, p 20 атм, cat. Ni-Co-Mo, η 100 % <hr/> t 450 °C, p 1 атм, η 92 %	$C_7H_8 + 2,5 H_2 \rightleftharpoons$ метилциклогексан $C_7H_{13} + Q$; $Q = 68,3$ кДж/моль H_2 [5,5 % масс. / 16 % энер.]*
Дибензилтолуол (ДБТ)	t 150 °C, p 50 атм, τ 3 ч, η 100 % <hr/> t 310 °C, p 1 атм, τ 2 ч, η 97 %	$C_{21}H_{20} + 9 H_2 \rightleftharpoons$ ПДБТ $C_{21}H_{38} + Q$; $Q = 65,4$ кДж/моль H_2 ; [6,2 % / 18 %]* Используется как органический теплоноситель
Нафталин	t 300 °C, p 69 атм, τ 2,5 ч <hr/> t 280 °C, p 1 атм, τ 2 ч	$C_{10}H_8 + 5 H_2 \rightleftharpoons$ декалин $C_{10}H_{18} + Q$; $Q = 66,3$ кДж/моль H_2 ; [7,2 % / 20,6 %]*
N-этилкарбазол	t 150 °C, p 50 атм, τ 3 ч, η 100 % <hr/> t 270 °C, p 1 атм, τ 0,5 ч, η 100 %	$C_{14}H_{13}N + 6 H_2 \rightleftharpoons C_{14}H_{19}N + Q$; $Q = 53,2$ кДж/моль H_2 ; [6,6 % / 19 %]*; жидкий при 68...270 °C, хранить под давлением
Дигидроазaborин	t 80 °C, p 10 атм, η 95 % <hr/> t 80 °C, p 1 атм, η 99 %	$C_4H_6NB + 3 H_2 = C_4H_{12}NB + Q$; $Q = 35,9$ кДж/моль H_2 ; растворитель ТГФ, cat. $FeCl_2$, $CoCl_2$; [7,1 % / 20,3 %]*
Муравьиная кислота — $HCOOH$	t 100 °C, p 40 атм, τ 10 ч, η 96,6 % <hr/> t 80 °C, p 1 атм, τ 2 ч, η 96,8 %	Формиатно-бикарбонатный цикл $HCOOK + H_2O \rightleftharpoons H_2 + KHCO_3 + Q$; K [2,4 % / 6,9 %], Na [2,9 % / 8,4 %]*
Метанол — CH_3OH	t 220—270 °C, p 20—80 атм, η 15 %, рециркуляция, cat. Cu <hr/> t 100—420 °C, p 1 атм, τ 23 ч, η 84 %	$CO_2 + 3 H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O + Q$; $Q = 16,5$ кДж/моль H_2 ; [12,1 % / 34,6 %]*

* В квадратных скобках указана доля полезной массы — доля водорода от массы вещества-носителя и энергия на единицу массы в сравнении со светлыми нефтепродуктами, у которых низшая теплота сгорания $Q_H = 42$ МДж/кг.

в разбавленных растворах (0,1...4,0 % по массе) некоторых органических веществ, таких как поливиниловый спирт, желатин и др. При этом энергозатраты на получение метангидрата оказываются существенно ниже, чем при сжатии эквивалентного количества метана до 150 атм.

Данное свойство позволяет с небольшими затратами организовать хранение газа вблизи крупных потребителей, причем режим использования потребитель сможет определять сам. Газогидраты также допускают непродолжительную транспортировку при атмосферном давлении,

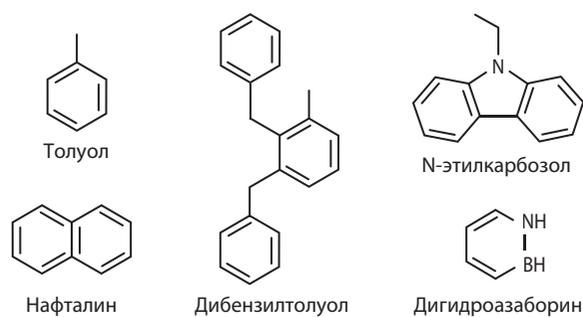
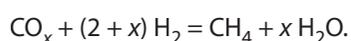


Рис. 6.
Органические носители водорода

что можно использовать для создания локальных распределительных систем, например, в труднодоступных местностях.

Прямое преобразование электроэнергии в горючий газ — давняя мечта энергетиков. Методы прямого преобразования включают три группы технологий с общим названием power-to-gas (P2G): power-to-hydrogen (P2H), power-to-methane (P2M) и power-to-syngas (P2S). При этом среди всех предложенных методов прямого преобразования только P2H единственный одностадийный — это электролиз воды. Все остальные способы используют известную реакцию Сабатье⁸ (метанирование синтез-газа):



Складывается впечатление, что отнесение многостадийных процессов к классу P2G — это не более чем маркетинговый ход, чтобы привлечь внимание к своей разработке. Однако есть единственное исключение, представляющее огромный интерес для климатически ответственной энергетики будущего. Технология называется *обратимая твердооксидная электрохимическая ячейка* (rSOC или ReSOC) и имеет TRL = 4...5. Она реализует обратимый процесс получения H_2 и CH_4 [9]. Изначально технологию разрабатывали для применения в качестве накопителя энергии в соответствии с целевым ориентиром US DOE (United States Department of Energy — Министер-

⁸ Поль Сабатье — лауреат Нобелевской премии по химии 1912 года за работу «Катализ в органической химии».

ство энергетики США), установившем, что системы накопления энергии (СНЭ) должны иметь удельную стоимость установленной мощности не выше 150 USD/(кВт·ч) и стоимость цикла хранения (заряд/разряд) не более 100 USD/(МВт·ч). С задачей справились исследователи из Горнопромышленной школы штата Колорадо.

Твердооксидная ячейка, по структуре идентичная топливному элементу типа SOFC (solid-oxide fuel cell — твердооксидный топливный элемент), имеет два режима работы: твердооксидного электролизера и твердооксидного топливного элемента. Каталитический анод выполнен из металлокерамического композита — никеля на стабилизированном иттрием диоксиде циркония Ni-YSZ, электролитом служит расплав состава $\text{La}_{0,9}\text{Sr}_{0,1}\text{Ga}_{0,8}\text{Mg}_{0,2}\text{O}_3$. Рабочие параметры ячейки $T = 600\text{...}800\text{ }^\circ\text{C}$, $p = 20$ атм. Обратимое преобразование водорода в воду в подобном электрохимическом процессе было известно и ранее. Однако при подаче углекислого газа на катод электролизера исследователи получили из топливного канала метан с хорошим выходом. Обратный процесс — электрохимическое окисление метана — также был уже известен. Таким образом, был получен не только накопитель химической энергии, но и электролитический способ получения метана из смеси CO_2 и H_2O за счет внешней электроэнергии. Образующиеся реагенты можно накапливать и сохранять в газольдерах. Такая система пригодна для компенсации суточной неравномерности нагрузки. Показатель эффективности обратимого процесса — КПД замкнутого цикла. Для лучших разработок rSOC этот показатель составляет на водороде 60 %, на метане 70 %, а теоретически и больше.

Как видим, способы хранения химической энергии вращаются в основном вокруг идей об использовании водорода, о том, как его удобнее сохранять и транспортировать. При этом важным остается вопрос о происхождении первичной энергии, подаваемой для накопления.

Водород в качестве накопителя энергии

Широко обсуждаемым сегодня способом хранения энергии является молекулярный водород в качестве вторичного энергоносителя. Фактически хранение водорода — это еще

одна разновидность химического накопления энергии. В предыдущем разделе мы рассмотрели технологии, посредством которых водород превращали в промежуточный энергоноситель, чтобы впоследствии преобразовать его обратно в водород. Возможен, однако, и обратный подход, при котором энергию временно переводят в водород, чтобы затем получить ее обратно в нужное время. Этот подход иногда называют водородным аккумулярованием энергии. Водородная энергетика уже обсуждалась на страницах бюллетеня [10].

Принципиальных способов получения водорода известно более 30 [11]. Практически значимых — четыре: 1) паровая конверсия углеводородов или угля в синтез-газ с выделением водорода и улавливанием CO_2 ; 2) электролиз воды; 3) прямой термолиз воды; 4) термохимические циклы разложения воды. Промышленно освоены первые два. Из них наиболее широкое применение нашел лишь первый способ.

Мировое производство водорода в 2021 году составило около 82,2 млн т/год. Около 66 % этого количества произвели из природного газа, около 11 % — из ископаемого угля; 18 % водорода было произведено из нефти и потреблено на месте в нефтехимии. Производство водорода оттягивает с рынка около 6 % добытого природного газа и порядка 2 % энергетических углей. Электролизом воды производят менее 5 % водорода. Таким образом, производство водорода пока остается дополнительным источником выбросов CO_2 .

Существует несколько термохимических циклов разложения воды с получением водорода. Они включают сверхвысокотемпературный прямой термолиз воды; высокотемпературные двухстадийные реакции окисления-восстановления с участием оксидов металлов; а также трехступенчатые реакции при умеренных температурах. Простейший способ — одностадийный термолиз с выделением H_2 из равновесной смеси — требует сверхвысоких температур, а равновесие полностью смещено в сторону продуктов лишь при температурах свыше 4400 °С. Стойкость конструкционных материалов не позволяет достичь экономически приемлемой стоимости процесса. Идеальный процесс при давлении 1 атм и температуре 25 °С — электролиз.

Цель многоступенчатых циклов — проводить большинство стадий при низких температурах и только одну ключевую — при повышенной температуре.

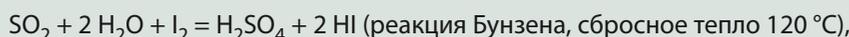
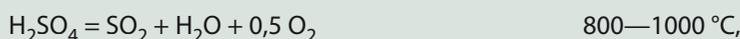
Идея использования водорода в качестве вторичного энергоносителя не бесспорна по ряду причин. Получение водорода достаточной чистоты для применения в топливных элементах сегодня возможно только путем электролиза, имеющего КПД от 65 до 72 %, в среднем 67—68 %. Лучшие лабораторные образцы достигают КПД около 75 %. При производстве такого водорода с помощью электроэнергии от источников на ископаемом топливе, во-первых, требуется улавливание углекислого газа, и, во-вторых, суммарная эффективность использования энергии при КПД топливных элементов (ТЭ) 60—80 % составляет примерно $0,4 \cdot 0,7 \cdot (0,6 \dots 0,8) = 0,16 \dots 0,22$, т.е. примерно 16—22 % энергии первичного топлива используется полезно. При накоплении исходного ископаемого топлива, например газа, КПД его использования в ПГУ может составлять не менее 55 %. Таким образом, данный способ накопления энергии путем получения водорода посредством электролиза и последующим его использованием в топливном элементе не имеет смысла, поскольку в два-три раза увеличивает потребность в первичном топливе. При производстве водорода электролизом из электроэнергии от ВИЭ и АЭС ситуация заметно улучшается. При этом ВИЭ получают возможность следовать за графиком нагрузки, а АЭС — работать в пиковой зоне графика. Водород, однако, в этом случае существенно проигрывает по стоимости по сравнению с водородом из ископаемых топлив. Если водород от ВИЭ сегодня стоит в среднем порядка 5,5—5,9 USD/кг, а от АЭС — около 4 USD/кг, то водород от паровой конверсии природного газа обходится от 1,7—2,1 USD/кг (без улавливания CO_2) до 1,9—2,3 USD/кг (с улавливанием CO_2), а водород от газификации угля — от 1,4—1,6 USD/кг (без улавливания CO_2) до 1,8—2,0 USD/кг (с улавливанием CO_2) [12].

Электролизеры от компаний NEL (Норвегия) и ITM Power (Великобритания), лидеров на рынке промышленных электролизеров, по планам компаний, должны вскоре подешеветь на 40 % [13, 14] за счет роста автоматизации и эффекта масштаба. Современная стоимость электролизеров составляет примерно 1248 USD/кВт, ожи-

даемая — около 780 USD/кВт. Данное снижение может обеспечить себестоимость товарного водорода на уровне 1,5 USD/кг уже в 2025 году. А к 2040 году средняя стоимость водорода от ВИЭ прогнозируется на уровне 1,1—1,3 USD/кг в текущих ценах [15]. Для сравнения, стоимость установленной мощности реформеров для паровой конверсии метана составляет от 300 до 600 USD/кВт. Наименьшая цена производимого водорода, 1 USD/кг, достигнута в Саудовской Аравии. Водород здесь производится из природного газа без улавливания CO₂.

Среди представленных в табл. 1 технологий неслучайно нет термо- и электротермохимических способов хранения энергии. Это объясняется их невысокой эффективностью: на фоне КПД гидроаккумулирующих станций и электрохимических накопителей, достигающих 80 % и более, полученные значения для термохимических циклов 35—45 % выглядят очень скромно. В числе циклов такого рода по критериям технической эффективности, токсичности компонентов и стойкости конструкционных материалов выделились несколько серных циклов [16]:

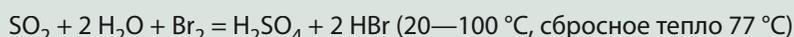
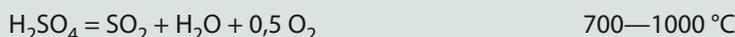
1) серно-йодный цикл



2) гибридный серный цикл (цикл «Вестингауз»)



3) серно-бромный гибридный цикл



Процесс 1 — сегодня лидирующий кандидатный процесс. В его основе — реакция Бунзена, протекающая при температуре около 100 °C. Разделение H₂SO₄ и HI проводят в условиях «жидкость-жидкость». Цикл широко исследован на маломасштабных демонстрационных установках в США, Японии, ЕС, Республике Корея и КНР.

Высокопотенциальное тепло, необходимое для реализации перечисленных выше термохимических циклов, может быть получено от атомных реакторов типа ВТГР. Последние, по условиям конструкционных материалов, способны обеспечить потенциал тепла до 950—1000 °C. Тепло от иных источников не может конкурировать с атомным по экономичности [10, 15].

В связи с международными планами по декарбонизации экономики часто встает вопрос о водородной энергетике. Эта группа технологий представляет собой не что иное, как химическое

накопление энергии. Водород не является первичным энергоносителем, для его получения необходимо затратить энергию. Одним из основных стимулов для развития водородной энергетики выступает возможность широкомасштабного применения топливных элементов, имеющих электрический КПД до 60 %, а в перспективе — до 70—80 %. По замыслу зарубежных авторов водородной реформы в энергетике, излишки «дармовой» электроэнергии от ВИЭ следует направить на получение водорода электролизом, что автоматически сгладит неравномерности в генерации ВИЭ и повысит выход электроэнергии. Вместе с тем при КПД электролиза на уровне 65 % и КПД ТЭ 60 % результирующий КПД водородного цикла в качестве СНЭ составляет 39 %. Это сопоставимо с КПД ГТУ на природном газе — около 36—44 %, но не дотягивает до КПД ПГУ — 58—64 % (в перспективе — до 67—68 %). Сравнение с технологиями на природном газе уместно, поскольку наиболее дешевым способом получения

водорода сегодня является паровая конверсия метана — основного компонента природного газа. При производстве энергетического (топливного) водорода из природного газа получается бессмыслица: цепочка ПГУ—электролиз—ТЭ с КПД $0,58 \cdot 0,65 \cdot 0,6 = 0,226$, то есть 22,6 % (в идеальном будущем $0,6 \cdot 0,67 \cdot 0,8 = 0,36$, то есть 36 %), против ПГУ с КПД 60 %. То есть в 2—2,5 раза дешевле и проще хранить энергию в форме природного газа. К этому следует добавить также высокие затраты и неопределенность состава технических решений при создании инфраструктуры распределения водорода. Таким образом, применение химического накопления энергии в форме водорода пока не сулит больших выгод, поскольку влечет кратный рост потребности в первичных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР).

При *наличии* развитой инфраструктуры производства, распределения и потребления водорода, создание которой под влиянием процессов глобальной декарбонизации нельзя исключать за пределами 2035 года, водород приобретает такое преимущество, как возможность преобразования электроэнергии от любых источников в любой вид конечной энергии, включая моторное топливо и сетевой газ. В этом случае положительный эффект водородной энергетики проявляется через радикальное решение проблемы диверсификации первичных ТЭР в общем балансе. Но это далекая перспектива. Пока водород с трудом расширяет свою нишу в гораздо менее амбициозных применениях.

Следует обратить внимание на формирующийся тренд «новой электрификации» экономики и быта. Электроэнергия постепенно становится доминирующим энергоносителем в топливно-энергетическом балансе. Массовое применение накопителей электроэнергии нивелирует основной ее недостаток — нескладированность. В результате электроэнергия приобретает статус универсального энергоносителя, который в отличие от водорода хорошо освоен потребителями и уже имеет развитую инфраструктуру. Электроэнергия реально выступает интегратором всех первичных энергоресурсов. Можно с уверенностью говорить о движении в сторону «электрического мира». Это оставляет всё меньше шансов на реализацию концепции «водородной энергетики» и, следовательно, на крупномасштабное применение водорода в ка-

честве энергоносителя. Конечно, использование водорода в качестве сырья в различных отраслях промышленности останется и может возрастать. Нельзя исключать и «энергетического» применения водорода в некоторых сферах, но это будут нишевые приложения.

Термические накопители энергии

Накапливать энергию в форме запасенного тепла люди научились еще во времена, когда начали обкладывать очаг посреди чума массивными камнями. Когда дрова или кизяки в очаге прогорали, запасенного тепла хватало, чтобы поддерживать комфортную температуру в жилище до утра. Позже функцию теплоаккумулятора выполняла массивная кладка из кирпича — как в голландской или русской печи. В XX веке разработали домовые и тепличные теплоаккумуляторы, запасавшие тепло ночью и отдававшие его круглые сутки. В условиях двухставочного тарифа на электроэнергию это позволяло сэкономить на электроотоплении. Такие аккумуляторы пользовались спросом в Западной Европе.

Отопление жилища — не единственное применение аккумуляторов тепла. В индивидуальных домах высока неравномерность потребления тепловой энергии в форме горячей воды. Самая энергоемкая процедура в современном жилье — наполнение ванны горячей водой. При использовании сетевой воды с температурой 10 °С, чтобы за 5 мин наполнить ванну объемом 150 л водой с температурой 36 °С, необходимо иметь мощность водонагревателя 54,4 кВт. Для сравнения: чтобы за то же время вскипятить воду в двухлитровом чайнике, требуется только 2,5 кВт. Свыше 50 кВт электрической мощности заведены далеко не в каждый загородный замок, а в домах эконом-класса разрешенная мощность электрической нагрузки обычно составляет от 6 до 15 кВт. Поэтому в составе любой автономной системы горячего водоснабжения (ГВС) предусмотрен бак-накопитель для горячей воды емкостью от 50 до 250 л. Для семьи из трех человек обычно хватает бака объемом 140—150 л. Аналогичная проблема может возникать на ТЭЦ, когда в вечерние часы многие потребители одновременно принимают готовиться, стирать, мыться и купать детей. Поэтому в технологической схеме ТЭЦ тоже часто предусмотрены один

или несколько баков-аккумуляторов для горячей воды вместимостью 100 м³ и более.

Минеральные накопители тепловой энергии представляют собой массивный теплоноситель из камня или песка в теплоизолированном наземном или подземном резервуаре. При зарядке массу теплоносителя разогревают до температур 600 °С или выше и сохраняют с небольшой убылью запасенного тепла до нескольких месяцев. В период высокого спроса на энергию водяной пар пропускают через резервуар и используют в качестве рабочего тела паровой турбины. Преимуществом такого накопителя является возможность разогрева минерального теплоносителя тепловой энергией, которая дешева по сравнению с электроэнергией. Ее также можно взять от солнечного излучения.

В 2024 году в Финляндии начался проект централизованному солнечному теплоснабжению муниципальной общины Порнайнен с населением 5 тыс. человек. В рамках проекта разработчик, компания Polar Night Energy, планирует масштабировать свой предыдущий успешный проект с TRL 7. В предшествующем проекте накопитель тепла с песчаным теплоносителем высотой 7 м и диаметром 4 м аккумулировал излишки тепла от дата-центра и использовал их для нужд отопления. При тепловой мощности 100 кВт накопитель имел емкость 8 МВт·ч. В новом проекте накопитель на основе битого талькохлорита (отход производства керамической облицовки) будет иметь высоту 13 м и диаметр 15 м. При пиковой мощности 1 МВт он будет способен запасти до 100 МВт·ч тепловой энергии, а источником первичной энергии для него станет электроэнергия от ВИЭ, потребляемая в часы минимума электрической нагрузки.

В 1960—1970-х гг. на рынках Западной Европы широко предлагали бытовые теплонакопители, использующие фазовый переход или гидратную изомерию преимущественно неорганических веществ. Распространенным теплоносителем был и остается ацетат натрия CH₃COONa в пересыщенном водном растворе, который при охлаждении кристаллизуется с выделением тепловой энергии и растворяется при нагревании. Один из первых теплоаккумуляторов — глауберова соль Na₂SO₄·10 H₂O (динатрия сульфат декагидрат), которую начали применять в этом качестве

еще в конце XIX века. Соль дегидратируется при 32,4 °С до гептагидрата Na₂SO₄·7 H₂O с поглощением тепловой энергии 244 кДж/кг. Другой теплоаккумулятор — шестиводный хлористый кальций CaCl₂·6 H₂O (кальция дихлорид гексагидрат). При нагревании это вещество теряет гидратную воду в четыре стадии с поглощением тепла, с переходом (тепловым эффектом): при температуре выше 29,8 °С — в тетрагидрат (176 кДж/кг); выше 45,5 °С — в дигидрат (189 кДж/кг). Последующее получение моногидрата и безводной соли протекает соответственно при 175 °С и 260 °С, что для теплоаккумулятора не имеет большого практического значения ввиду достижения точки кипения воды.

В наши дни бытовые теплоаккумуляторы стали экзотикой. Им на смену пришли домовые системы, часто в комплексе с ВИЭ: вещество-теплоаккумулятор размещают в подземном резервуаре, нагревают его в дневное время за счет солнечного концентратора, сбрасывают тепло в ночные часы путем перенаправления потоков теплоносителя в контуре системы отопления. Солнечный концентратор располагают на крыше или стене индивидуального дома, в полдень он нагревает теплоноситель до температуры около 55 °С. Данную систему дублирует адаптивный источник центрального отопления. Такая бинарная система в условиях Северной Европы (Дании, Скандинавии, Нидерландов) позволяет экономить до 20—25 % затрат на теплоснабжение. Период окупаемости подобных солнечных теплоаккумуляторов по тарифу на тепло в 2010-х годах составлял в указанных странах три-четыре года.

Аккумуляция тепла в охлаждающей жидкости для двигателей внутреннего сгорания применяется в некоторых системах предпускового подогрева двигателя. Жидкость сохраняют в термосе до двух суток. Многие северяне знакомы с этой технологией.

Нас, однако, интересует возможность получения электрической энергии из запасенной в накопителе тепловой. Рассматривая виды накопителей энергии, мы уже упоминали про минеральные накопители тепловой энергии, в которых теплоносителем служит природный камень или песок. Эта технология достигла зрелости только на уровне TRL 7. Вместе с тем имеется технология хранения тепла для использования на электростанциях

с уровнем готовности TRL 8, это термические накопители на основе солевых расплавов. Этот вид накопителя называется расплавносолевым (molten salt energy storage, MSES). Применяемые в нем соли представляют собой обычно нитраты натрия, калия и кальция (селитры) — NaNO_3 , KNO_3 и $\text{Ca(NO}_3)_2$ — или их эвтектические смеси.

Самый крупный из накопителей на основе солевого расплава сдан в эксплуатацию в 2018 году на солнечной тепловой электростанции Noor Power Station в Уарзазате, Марокко. Станция имеет мощность 510 МВт и состоит из трех секций. Во всех секциях циркулирует солевой расплав общей тепловой емкостью 3 ГВт·ч. Для его нагрева используются солнечные концентраторы, получаемый пар направляется на паротурбинную установку (ПТУ). Первая секция мощностью 160 МВт рассчитана на 3 ч хранения тепла, вторая мощностью 200 МВт — на 7 ч, третья мощностью 150 МВт — на 7,5 ч. Станция является крупнейшей в мире солнечной электростанцией (СЭС) и, помимо концентратора, включает дополнительно ФЭС мощностью 72 МВт. При ближайшем рассмотрении проект вызывает оторопь своим размахом: помимо солнечного концентратора и ФЭС в качестве вспомогательного и резервного источника на станции Noor применяются дизельгенераторы, энергия которых обеспечивает циркуляцию теплоносителя (соляного расплава) в ночные часы. Станция занимает 3000 га и обошлась в 9 млрд USD. Стоимость установленной мощности составляет для станции рекордные 15,5 тыс. USD/кВт, что вдвое превышает удельную стоимость современных АЭС.

Инвестором и девелопером выступила компания ACWA Power, крупный строитель и оператор электрических и опреснительных станций в Африке и Азии. Проект позиционировался как первый пилотный проект по солнечной энергетике и в этом качестве получил поддержку со стороны Фонда климатических инвестиций (CIF, финансируется странами G8 в пользу климатических проектов в развивающихся странах), Африканского банка развития (ADB), Мирового банка (World Bank) и Европейского банка инвестиций (EIB). Более половины финансирования проекта составили возвратные деньги (кредиты). Такие масштабные и рискованные инвестиции возможны только под ожидание эффекта обучения — снижения удельной стоимости в процессе освоения техно-

логий, либо в рамках международной поддержки развивающихся стран⁹.

Электроэнергия на станции Noor производится в паросиловом цикле и продается в общую сеть по 0,19 USD/(кВт·ч). При современной цене электроэнергии в Марокко 0,12 USD/(кВт·ч) избыточные 0,07 USD/(кВт·ч) должны окупить весь проект. Фактически проект дотируют все потребители электроэнергии в стране.

Аналогичная технология накопления энергии в форме циркулирующего расплава соли реализована в 2021 году в провинции Антофогаста, Чили, на СЭС Cerro Dominador Solar Thermal Plant. Как и станция Noor, чилийская СЭС мощностью 210 МВт сочетает параболический солнечный концентратор с ФЭС.

Проект реализован компанией Abengoa Solar Chile, подразделением испанской компании Abengoa Spain, в период с 2013 по 2021 г. По его завершении стоимость отпускаемой энергии составила 33,99 USD/(МВт·ч). Проект развивался тяжело, исполнитель жаловался на недостаток средств. В 2016 году проект остановился, меняя учредителей и инвесторов, однако в 2018 году увенчался запуском первой очереди станции — ФЭС мощностью 100 МВт. Запущенная в работу первая очередь станции обошлась инвестору в 7580 USD/кВт. Инвестор сменился еще раз, прежде чем в 2020 году удалось растопить 45 тыс. т соли в термическом накопителе и водрузить 2300-тонный солнечный ресивер на мачту высотой 220 м. Мощность тепловой очереди СЭС составила 110 МВт, электрическая мощность накопителя для расплава соли — 1925 МВт·ч, а итоговая стоимость установленной мощности обеих очередей станции — 4762 USD/кВт.

Перечисление перипетий станции Cerro Dominador приведено здесь не ради «зеленого словца»: оно показывает, как тяжело стартуют пилотные проекты, если перескакивать через необходимые стадии масштабирования установки.

⁹ Давно замечено, что крупные инфраструктурные проекты, реализуемые развитыми странами в развивающихся странах, обычно обходятся примерно вдвое (и более) дороже, чем реализуемые теми же странами на своей территории. Это случается даже несмотря на привлечение местных подрядчиков.

Обычный шаг масштабирования составляет примерно 3,0—3,5 раза. В данном случае шаг масштабирования от имеющихся прототипов превысил 6,5 раз (по сравнению с проектами Solar Two и Solar Tres), и разработчики проекта оправдали это ожидаемым эффектом масштаба. В свое время компании Westinghouse Electric, мировому лидеру в области атомной энергетики со столетней историей, подобный кавалерийский авантюризм стоил ее собственника и юрисдикции. Однако чилийское правительство приняло на себя обязательство по производству не менее 20 % электроэнергии из чистых источников к 2025 году. Станция Cerro Dominador ежегодно предотвращает выброс в атмосферу 643 тыс. т CO₂. Расплачиваются за это, как обычно, потребители энергии.

Следующий пример, который заслуживает внимания, это СЭС Solana Generating Station в штате Аризона, США. Станция была сдана в эксплуатацию в 2013 году и на тот момент имела наибольший накопитель в мире с параболическим зеркалом площадью 780 га. Как и чилийская СЭС, станция Solana построена испанской компанией Abengoa. Две ПТУ по 140 МВт от Siemens обеспечивают станции мощность 280 МВт брутто или 250 МВт нетто. Станция позволяет избежать выбросов CO₂ в объеме 475 тыс. т/год. Персонал станции составляют 85 работников, включая тех, кто занят в постоянной очистке зеркал от пыли. На момент завершения строительства станция обошлась частным инвесторам в 2 млрд USD и, таким образом, достигла удельной стоимости установленной мощности 8 тыс. USD/кВт. Всю произведенную энергию по фиксированной цене 140 USD/(МВт·ч) закупает оператор ЭЭС, которого обязали поставлять не менее 15 % энергии из безуглеродных источников. При проектной выработке 900 тыс. МВт·ч/год станция вырабатывает в среднем 742 МВт·ч/год. Отчасти это снижение обусловлено пыльными бурями, регулярными в Аризоне, особенно летом. Средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) станции Solana за пять лет, 2016—2020 гг., составил 33,9 %. Интересно, что имеющийся расплавносолевой накопитель станции рассчитан на 6 ч работы, что позволяет вырабатывать электроэнергию после захода солнца. Примечательно также, что, если бы весь объем теплоносителя изначально разогревали только от солнечной энергии, выход накопителя на полную готовность к работе составил бы 4 года.

В мире реализованы еще 6 расплавносолевых накопителей — по два в Испании, США и ЮАР. Их единичная мощность составляет от 50 МВт, емкость — от 300 МВт·ч, а время работы от одной зарядки — от 3 до 10 ч.

В качестве теплоносителя для термического накопителя в Политехническом университете Мадрида (UPM) предложили использовать расплав кремния. Он имеет ряд преимуществ перед расплавом соли, и в первую очередь более высокую теплоемкость и рабочую температуру. Согласно результатам исследований, 1 м³ при температуре 1414 °C способен сохранять 1 МВт·ч энергии. Идея не прошла далее начальной лабораторной фазы (TRL 4). Проблемой ее практического использования является отсутствие материалов с приемлемыми свойствами и ценой. Шведская компания Azelio рассматривала в качестве теплоносителя расплавленный алюминий (температура плавления 660 °C), однако отказалась от этой идеи на этапе TRL 3.

В качестве теплоносителей рассматривали воду, водяной пар, бетон и другие материалы. Критериями выбора выступали теплоемкость, вязкость, коррозионная активность, физическая и химическая устойчивость, диапазон рабочих температур и пр. Так, если сравнивать по теплоемкости, она составляет, кДж/(кг·K): для воды — 4,2, водяного пара — 2,1, бетона — 1,0—1,4, для селитры — 0,79—0,94. Крупнейший теплоаккумулятор в составе станции солнечного теплоснабжения Wiggenshausen-Süd в Фридрихсхафене (Германия) использует 12 тыс. м³ армированного бетона, нагреваемого от 4,3 тыс. м² солнечных коллекторов.

Минеральный накопитель в составе ТЭС построен компанией Siemens-Gamesa вблизи Гамбурга (Германия). Он имеет емкость 130 МВт·ч и использует базальтовые блоки, разогреваемые до 750 °C. Работающая с ним в комплексе ПТУ выдает электрическую мощность 1,5 МВт. Аналогичный накопитель реализован в составе ТЭЦ в муниципалитете Соро (Дания). Он способен сохранить до 18 МВт·ч тепла и обеспечивает 41—58 % тепла в местной системе теплоснабжения и ГВС, покрывая пиковые нагрузки. Кроме того, 30—41 % запасенной в нем тепловой энергии расходуется в ПТУ для производства электроэнергии.



<https://cdn.motor1.com/images/mgl/8k1ne/s1/catl-delivered-china-s-largest-100-mwh-battery-energy-storage.jpg>
source: XJ Group Corporation

Декарбонизация экономики и обусловленный
ею энергопереход влекут существенное
увеличение спроса на СНЭ

Заключение

1. Среди стационарных применений СНЭ выделяются сегменты регулирования качества электроэнергии, аварийного резервирования, сглаживания суточных и сезонных графиков нагрузки. Оптимальный выбор накопителя для каждого сегмента свой. Накопители для мобильных применений также отличаются по составу критериев эффективности.

2. Декарбонизация экономики и обусловленный ею энергопереход влекут существенное увеличение спроса на СНЭ. При этом наиболее востребованными оказываются технологии, ориентированные на оптимизацию графика нагрузки, в первую очередь суточного и недельного регулирования.

3. В свете растущего спроса ускорился научно-технический прогресс в области накопителей энергии большинства типов. Наиболее динамично развивается мировая отрасль электрохимических аккумуляторов, где в настоящее время безусловно доминируют литий-ионные АКБ.

4. Наметившийся дефицит ряда редкоземельных металлов и лития обостряет конкуренцию за них и добавляет неопределенности в планировании таких направлений, как производство АКБ, топливных элементов, силовой электроники.

5. Механические накопители, включая ГАЭС, ПАЭС, КАЭС и гравитационные МАЭС, встречают ограничения, связанные с размещением (в частности, ГАЭС) или технической готовностью технологии. Химические циклы хорошо подходят для суточного и сезонного регулирования, однако имеют неприемлемо низкий КПД и/или высокую удельную стоимость.

6. По соотношению цена-эффективность-долговечность, а также по темпам улучшения эксплуатационных характеристик, значительный потенциал имеют потоковые редокс-накопители. На отрезке до 2040 года они могут составить конкуренцию традиционным накопителям в стационарной энергетике, поскольку их стоимость уже снизилась до стоимости традиционных АКБ.

7. Для освоения потенциала АКБ в России требуется локализовать производство керамических и полимерных мембран, в настоящее время импортируемых всего из нескольких стран мира. По оценкам, локализация станет экономически оправданной с ростом производства аккумуляторов типа Li-ion примерно в 10 раз — до 10 ГВт/год.

8. Создание крупных СНЭ мощностью до 100 МВт на уровне оптового рынка электроэнергии позволяет сократить избыток резервных генерирующих мощностей в энергосистемах России с одновременным повышением системной надежности. Данный шаг может смягчить для потребителей переход к климатически ориентированной энергетике за счет сокращения избыточной платы за мощность.

9. С ростом доли крупных СНЭ в системе появляется возможность использовать для покрытия пиковых нагрузок более дешевую энергию от источников, традиционно применяемых в базовой части графика нагрузки. Это также высвобождает инвестиционные ресурсы для обеспечения энергоперехода.



10. Перспектива крупномасштабного хранения энергии в форме водорода пока не вполне ясна в связи с большим числом технических трудностей по обращению с водородом, низкой энергетической и экономической эффективностью его получения и дальней транспортировки, ростом потребления первичных ТЭР для его производства. Требуется системное сопоставление данного решения с альтернативными вариантами развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

11. В числе альтернативных энергоносителей, способных выступать резервуарами для хранения и транспорта водорода, по условиям уров-

ня техники и безопасности выделяются аммиак и жидкие органические продукты. Последние можно синтезировать из «зеленого» углерода от биомассы и уловленного из атмосферного воздуха. Экономическая обоснованность этого способа хранения энергии подлежит уточнению.

12. Значительное число перспективных способов накопления энергии требуют источник высокопотенциального тепла. Использовать для его получения ископаемое топливо — нелогично с экологической точки зрения, а электроэнергию — с экономической. Эта проблема может быть решена с появлением коммерческих атомных реакторов типа ВТГР.



Список использованной литературы

1. **Chemical** stability and long-term cell performance of low-cobalt, Ni-Rich cathodes prepared by aqueous processing for high-energy Li-Ion batteries / M. Wood, J. Li, R.E. Ruther et al. // *Energy Storage Materials*. 2020. Vol. 24. P. 188—197. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.08.020> (Accessed 29.07.2025).
2. **Kim H., Kim J.C.** Opportunities and challenges in cathode development for non-lithium-ion batteries // *eScience*. 2024. Iss. 4. 6 p. doi: 10.1016/j.esci.2024.100232
3. **Vanadium** oxygen fuel cell utilising high concentration electrolyte / M. Risbud, C. Menictas, M. Skyllas-Kazacos, J. Noack // *Batteries*. 2019. Vol. 5, Iss. 24. doi: 10.3390/batteries5010024
4. **Ferrari J.** Energy storage and conversion / J. Ferrari // *Electric Utility Resource Planning*. Elsevier, 2021. P. 73—107. doi: 10.1016/B978-0-12-819873-5.00003-4
5. **Doetsch C., Pohlig A.** The use of flow batteries in storing electricity for national grid / C. Doetsch, A. Pohlig // *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet, Third Edition* / Ed. by T.M. Letcher. Elsevier, 2020, P. 263—277. doi: 10.1016/B978-0-08-102886-5.00013-X
6. **The chemistry** of redox-flow batteries / J. Noack, N. Roznyatovskaya, T. Herr, P. Fischer // *Angew. Chem. Int. Edition*. 2015. Vol. 54, Iss. 34. P. 9776—9809. doi: 10.1002/anie.201410823
7. **Chemists** present an innovative redox-flow battery based on organic polymers and water / by F. Schiller University of Jena // *Phys. org*. 2015, October 21. URL: phys.org/news/2015-10-chemists-redox-flow-battery-based-polymers.html (Accessed 29.07.2025).
8. **Arabkoohsar A.** Mechanical energy storage technologies / A. Arabkoohsar. Elsevier, 2020. 202 p. ISBN 978-0-12-820023-0
9. **Wendel C.H., Kazempoor P., Braun R.J.** Novel electrical energy storage system based on reversible solid oxide cells: System design and operating conditions / C.H. Wendel, P. Kazempoor, R.J. Braun // *J. of Power Sources*, 2015. Vol. 276. P. 133—144. doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.10.205
10. **Кулагин В.А., Грушевенко Д.А.** Водородная энергетика: за и против / В.А. Кулагин, Д.А. Грушевенко // *Бюллетень «Энергетика, экология, энергосбережение»* / под ред. А.В. Клименко. 2023. Вып. 2. 36 с. ISBN 978-5-383-01683-1
11. **Кейко А.В.** Перспективные энергетические технологии : Курс лекций / А.В. Кейко. Москва : ИНЭИ РАН, 2024. 222 с. URL: https://www.eriras.ru/files/keiko_press_22_11_24.pdf (дата обращения: 15.06.2024). ISBN 978-5-91438-040-0
12. **Филиппов С.П., Кейко А.В.** Газификация угля: на перепутье. Экономический взгляд / С.П. Филиппов, А.В. Кейко // *Теплоэнергетика*. 2021. № 5. С. 16—31. doi: 10.1134/S0040363621050040
13. **Green** hydrogen: ITM Power's new gigafactory will cut costs of electrolyzers by almost 40% // *Recharge* : [website]. Publ. 20.01.2021. URL: www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-itm-power-s-new-gigafactory-will-cut-costs-of-electrolyzers-by-almost-40-/2-1-948190 (Accessed 02.06.2021).
14. **Nel CMD 2021:** Launches 1.5 USD/kg target for green renewable hydrogen to outcompete fossil alternatives : Press release // NEL : [website]. Publ. 21 January 2021. URL: nelhydrogen.com/press-release/nel-cmd-2021-launches-1-5-usd-kg-target-for-green-renewable-hydrogen-to-outcompete-fossil-alternatives/ (Accessed 02.06.2021).
15. **Advances** in Hydrogen Production, Storage and Distribution / Ed. by A. Basile and A. Iulianelli. Elsevier, 2014. 546 p. ISBN 978-0-85709-773-6
16. **Revankar S.T.** Nuclear hydrogen production / S.T. Revankar // *Storage and hybridization of nuclear energy : Techno-economic integration of renewable and nuclear energy*. Academic Press, 2019. P. 49—117. ISBN 978-0-12-813975-28-0-85709-773-6

Научно-популярное издание

ЭНЕРГЕТИКА, ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

Выпуск 2

КЕЙКО Александр Владимирович
ФИЛИПPOB Сергей Петрович

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 19.08.2025. Формат 60 × 90/8. Усл. печ. л. 4,5

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 30-94.

Электронная почта: staroverovaaa@mosenergo.ru

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: press-centre@mosenergo.ru.

Адрес в Интернете: www.mosenergo.ru