

Режимные аспекты внедрения ВИЭ-генерации в энергосистемах СНГ

ГЕРИХ В.П.¹, к. т. н., советник председателя; КУПЧИКОВ Т.В., инж., председатель;
ФРОЛОВА О.Ю., директор департамента стратегии;
(все в Исполнительном комитете Электроэнергетического совета СНГ)

Проанализировано влияние возрастающей доли электростанций на основе возобновляемых источников энергии на планирование и управление электрическими режимами энергосистем; приведены соображения о путях противодействия возникающим новым вызовам.

Ключевые слова: Энергосистема, энергообъединение, электростанции на основе возобновляемых источников энергии, ветряная генерация, солнечная генерация, прогнозирование электрических режимов, резервы мощности, накопители энергии.

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистемы (ЭС) государств — участников СНГ, функционирующие в составе энергообъединения, используют не только преимущества, объективно вытекающие из объединения, такие как взаимопомощь в аварийных ситуациях; сокращение резервов мощности; повышение надёжности ЭС, в том числе живучести, устойчивости ЭС; сокращение расходов на дальнейшее развитие сетевой структуры, особенно интерфейсов между ЭС; повышение качества электроэнергии (в первую очередь, стабильности частоты) и др.; но и субъективные, в частности, гармонизацию стандартов, методик (например, расчёта устойчивости, вопросов противоаварийного управления); координацию резервов мощности; организацию торговли электроэнергией и др.

Интеграция ЭС даёт синергетический эффект, проявляющийся, в частности, в снижении нерегулярности суммарного графика нагрузки, снижении его неравномерности² в суточном, недельном и сезонном разрезах и уменьшении зависимости частоты электрического тока от колебаний баланса мощности. Синергия проявляется также в том, что появляются возможности оптимизировать режимы ЭС с учётом новых критериев, например, включающих экологические требования.

В последнее время широко внедряются генерирующие мощности на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в частности, электростанции с переменчивой генерацией на основе ветра (ветроэлектростанции, ВЭС, ветрогенерация) и солнца (солнечные электростанции, СЭС, фотогенерация). И эти

технологии бурно развиваются, много новых идей — плавучие ВЭС, СЭС; панели СЭС на шпалах железных дорог; космическая СЭС (Китай), где эффективность выше в шесть раз; двусторонние солнечные фотоэлектрические модули, вертикально расположенные и ориентированные в направлении восток — запад для сдвига пиков выработки с середины дня на утренние и вечерние часы, и др. Согласно отчёту Международного агентства по возобновляемым источникам энергии IRENA [1], в конце 2021 г. доля мировой установленной мощности на основе ВИЭ составляла 38 %, прирост за год — почти 257 ГВт (9,1 %), или 81 % от всего прироста в мире. При этом на СЭС приходится более половины — 133 ГВт; ВЭС — 93 ГВт, в том числе офшорные ВЭС — 21 ГВт. Кроме того, IRENA прогнозирует долю ВИЭ-генерации во всех отраслях к 2030 г. на уровне 40 %.

В СНГ из известных сегодня планов масштабного внедрения ВИЭ-генерации до 2030 г. можно отметить: Азербайджан, где по данным Минэнерго будет построено 1,5 ГВт мощностей с долей выработки электроэнергии в ЭС 30%; в Узбекистане согласно «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» соответственно 8–9 ГВт и 25 %. Параллельная работа ЭС облегчает условия наращивания «зелёной» генерации, однако, с другой стороны, если управление АЭС и ГЭС осуществляется вполне детерминистскими методами, то вопросы планирования и управления ЭС, содержащими ощутимые объёмы переменных генерирующих мощностей на основе ВИЭ (ветровые, солнечные), попадают в прогнозы.

¹ Gvp@energo-cis.org.

² Чем больше ЭС, тем точнее прогноз графика нагрузки, и наоборот.

ПРОБЛЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ

Как сказано выше, в прогнозируемые параметры режима, кроме традиционного прогноза потребления, попадает и генерация, и даже пропускная способность сетей. Можно перечислить и другие вызовы, связанные с широким внедрением ВЭС и СЭС, исходя из того, что для удовлетворения требований к ЭС по качеству электроэнергии и бесперебойности её подачи необходимо (помимо прочего) наличие:

- достаточной с резервированием генерации при максимальных нагрузках;
- возможности снижения генерации до провального (минимального) потребления;
- приемлемой скорости изменения генерации.

Остро на обеспечение баланса мощности влияет бурный рост переменной генерации (ВЭС и СЭС) в энергосистеме. В предельном случае это значит покрытие максимума потребления без участия ВИЭ и, наоборот, прохождение провала нагрузок при всей генерации на ВИЭ при одном и том же составе традиционных энергоблоков. Более того, учитывая аварийные ремонты, указанный состав не единственный. Особый случай в части баланса — сезонность; в пределе — поллярная ночь.

График генерации на ВИЭ слабо прогнозируем, интегральные показатели (выработка) лучше, с учётом накопленного уже опыта. Кроме того, генерация может быстро меняться (например, закат, хотя даже в пределах одной страны ночь наступает одновременно на всей территории).

Если при традиционной генерации сетевое строительство определяется исходя из возможности выдачи максимально возможных избытков подсистемы, то в случае ВИЭ-генерации, в частности ветрогенерации, максимальный избыток мощности и его продолжительность являются предметом прогноза, учитывая низкий коэффициент использования установленной мощности.

ВИЭ-источники с нулевыми (практически) замыкающими затратами на производство электроэнергии подрывают экономические стимулы традиционной генерации. С другой стороны, по крайней мере, по условиям работы релейной защиты (чувствительность) нельзя снижать количество энергоблоков ниже определённых количеств. Также необходимы регулируемые источники для регулирования частоты и напряжения.

ВИЭ-источники, несинхронно подключённые к энергосистеме, создают дополнительные режимные сложности:

- уменьшают механическую инерцию ЭС и/или её отдельных частей, а значит, из-за снижения предела динамической устойчивости возможно снижение максимально допустимого перетока мощности (пропуск-

ной способности) контролируемых сечений, не говоря здесь о снижении стабильности частоты. Картину усугубляет распределённая генерация, обладающая меньшей инерционностью.

— Более того, эмпирическая формула для определения амплитуды нерегулярных колебаний мощности в заданном сечении сети в действующих «Методических указаниях по устойчивости энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии» вряд ли применима в случае большой доли переменной генерации, которая по определению переменчива.

— Резкие изменения генерации ВИЭ потребуют пересмотра нормативных возмущений. Наступление ночи со снижением генерации СЭС до нуля — явление регулярное, поэтому суммарная продолжительность таких процессов становится существенной, и вполне вероятно аварийное отключение энергоблока или линии во время сброса мощности электростанций на основе ВИЭ.

— Вероятно, потребуются более частые пересмотры режимных и других инструкций, учитывая меньшие (в несколько раз) сроки строительства ВИЭ-генерирующих объектов в сравнении с традиционными.

ВОЗМОЖНЫЕ РЕШЕНИЯ

Не претендуя на безупречность некоторых решений, можно отметить следующее.

1. Необходима **ревизия** «Методических указаний по устойчивости энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии» [2] в части:

— Нормативных возмущений, добавив, вероятно, во вторую группу аварийное отключение энергоблока или линии высшего напряжения во время полного сброса мощности солнечных электростанций (вечером), а также аварийный избыток мощности или линии высшего напряжения во время набора мощности солнечных электростанций (утром).

— Уточнения порядка определения амплитуды нерегулярных колебаний мощности в заданном сечении сети в зависимости от доли ВИЭ, в основном ВЭС. В первом приближении, по-видимому, возможно путём анализа осциллограмм перетока мощности в разных сечениях при разных уровнях генерации электростанций на основе ВИЭ.

— Уточнения требований к расчёту динамической устойчивости энергосистем на основе оценки влияния изменения инерционности подсистем в зависимости от доли электростанций на основе ВИЭ. В эпоху цифровизации электроэнергетики возможен мониторинг генерирующих мощностей и оценка состояния ЭС. Вполне возможно, что для большинства контролируемых сечений динамическая устойчивость не является определяющей.

То же относится к аналогичным страновым требованиям к устойчивости энергосистем, например, в России [3].

2. Напрашивается **централизация планирования и внедрения ВИЭ-генерации** на страновом уровне и координация на межгосударственном уровне для своевременного строительства соответствующей сетевой инфраструктуры, учитывая и быстроту строительства ВИЭ-генерации, и её вариабельность. Для этой цели потребуется математическая модель (образ) синхронной зоны, которая необходима также для создаваемого общего рынка электроэнергии ЕАЭС [4].

3. **Обмены электроэнергией с ЭС — участниками параллельной работы.** Так как графики нагрузки ЭС, приведённые к одному времени, не похожи (ЭС удалены друг от друга в направлении восток — запад с временным сдвигом или север — юг с разными климатическими условиями и длиной дня), в определённые часы суток одни ЭС могут покупать резервы мощности у других. В целях экономии возможен коммерческий импорт по срочным контрактам, например, месячным, так как время захода солнца меняется в течение года, на 1–2 часа вечером, когда фотогенерация снижается до нуля, и обратный экспорт в утренние часы, когда фотогенерация восстанавливается. Кроме того, чем больше участников параллельной работы, тем легче найти нужного контрагента.

Можно иметь спящий договор об оказании аварийной помощи для случаев максимальных или ненормативных небалансов.

Дополнительно ЭС может включить в оптимизацию своих затрат оплату отклонений своего сальдо электроэнергии от плана, а также ограничение потребления регулируемой нагрузки.

4. **Резервирование мощности решало бы много проблем,** но его наращивание ограничивается и техническими, и экономическими условиями.

С резким ростом доли электростанций на основе ВИЭ резко возрастает объём необходимых резервов мощности, так как помимо резервирования ВИЭ-генерации необходимо резервировать выпадение крупных единичных традиционных энергоблоков, при этом также резко снижаются потенциальные резервы на традиционных электростанциях, так как доля их генерации снижается, усугубляя проблему. Причём, если отклонения ветрогенерации носят вероятностный характер, то резервирование фотогенерации в большой мере — детерминированное и по объёму, и по времени (утро/вечер). Менее напряжённо требование к резервам на разгрузку при аварийных избытках мощности, так как, в крайнем случае, можно отключать ВИЭ-генерацию. Также отмечается критически важное быстрое действие мобилизации резервов для предотвращения

перегрузки сети (в том числе межгосударственных сечений) при быстром снижении ВИЭ-генерации, в частности, фотогенерации при наступлении темноты.

В общем, можно рассматривать разные составляющие резервирования.

Вращающиеся (минутные) резервы мощности на традиционных электростанциях, включая быстрозапущаемые ГТУ.

Частичное использование первичного резерва мощности энергообъединения. Для максимального использования этой составляющей резервирования на каждый час планируемых суток вычисляют **максимально допустимый аварийный дефицит** в приёмной подсистеме, приводящий к набросу мощности в каждом заданном контролируемом сечении, не более допустимого. Стоит отметить, что увеличение допустимого аварийного дефицита при наличии резервов пропускной способности контролируемых сечений позволяет исключить (уменьшить объём) отключение нагрузки, например, в ОЭС ЦА, ОЭС Сибири.

Исходя из очевидного соотношения для первой минуты (до 30–40 с) послеаварийного режима:

$$P_{\text{деф}} = (P_{\text{н1}}K_{j1} + P_{\text{н2}}K_{j2}) \Delta f, \quad (1)$$

где, соответственно, дефицит (небаланс) активной мощности; суммарная нагрузка одной (1) и другой подсистем (2) при представлении синхронной зоны двумя подсистемами; частотные статические коэффициенты подсистем; отклонение частоты, путём несложных преобразований можно получить приращение перетока мощности между подсистемами:

$$\Delta P_{12} \approx (1 - p_{\text{н2}}) P_{\text{деф}}, \quad (2)$$

где $p_{\text{н2}}$ — доля нагрузки подсистемы 2 в синхронной зоне.

Из уравнения (2), задавая допустимый наброс мощности в контролируемых сечениях $\Delta P_{i \text{ доп}}$, определяется максимально допустимый дефицит в подсистеме j в часе t планируемых суток:

$$P_{\text{деф}jt} = \min[\Delta P_{i \text{ доп}} / (1 - p_{\text{н}jt})] \text{ при } i = 1, 2, \dots, N, \quad (3)$$

где две подсистемы с двух сторон от сечения i охватывают всю синхронную зону; $\Delta P_{i \text{ доп}}$ — допустимый наброс мощности в сечении i в часе t ; $i = 1, 2, \dots, N$ — число контролируемых сечений.

В операционные сутки допустимый аварийный дефицит может рассчитываться и передаваться заинтересованным ЭС государств-участников (в основном периферийным) по текущим режимам.

5. **Снижение точности регулирования частоты.** В 1990-е годы и раньше при обсуждении вопроса синхронизации энергообъединений Западной Европы и СНГ подчёркивалось «неумение» регулировать ча-

стоту на Востоке. В начале нулевых годов, при инициализации очередных исследований синхронизации энергообъединений Востока и Запада, в России было введено нормированное первичное регулирование частоты с соответствующей модернизацией систем первичных регуляторов частоты выделенных электростанций (ТЭС). При этом принято решение о нормально допустимых отклонениях частоты в пределах ± 50 мГц, в то время как аналогичный показатель в межгосударственном стандарте СНГ [5] равен ± 200 мГц. В результате два десятилетия частота регулируется со средне-часовыми отклонениями около ± 10 мГц, что гораздо лучше, чем на Западе, и практически несопоставимо с тем, как было в 1990-е годы и раньше [6], когда, например, среднечасовые отклонения частоты в СНГ были на порядок больше, чем в Западной Европе. Более того, качество регулирования частоты на Востоке стало лучше, чем на Западе.

В настоящее время и ближайшем будущем, в условиях резкого роста переменных генерирующих мощностей и поставленных на длительную паузу исследований о синхронизации ЭС Востока и Запада, столь сильное ограничение отклонений частоты не выглядит целесообразным. Из-за вероятного увеличения частоты и амплитуды колебаний частоты возрастает частота действий первичных регуляторов электростанций со снижением надёжности (усталость металла и т.д.), тем более, что с увеличением доли ВИЭ-генерации уменьшается доля традиционных электростанций, в том числе привлекаемых к первичному регулированию частоты. Кроме того, есть угроза перегрузки сети при недостаточном быстродействии вторичного регулирования баланса приёмной подсистемы за счёт астатического регулирования частоты центральным регулятором.

Таким образом, если нет причин, препятствующих вернуться к требованиям стандарта, то можно рассмотреть, например, промежуточное значение нормально допустимых отклонений частоты, ± 100 – 150 мГц для повышения надёжности энергообъединения.

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ (НЭ)

Вопреки популярному тезису о невозможности хранения электроэнергии, без накопления и хранения электроэнергии невозможно представить энергосистему с существенной долей ВИЭ-генерации. С ростом доли ВИЭ-генерации снижается доля традиционных электростанций, на которых становится труднее иметь необходимые резервы в разумных условиях. Например, не рассматривается размещение резерва на АЭС. Речь идёт в основном об устройствах хранения преобразованной электроэнергии в другие виды энергии. Эти устройства составляют новую отрасль — коротко

говоря, они обеспечивают накопление электроэнергии в провале потребления и выдачу при максимальных нагрузках. Строго говоря, накопители обеспечивают также: управление режимами нагрузки — выравнивание суточного графика нагрузки; управление потоками мощности, питание местных нагрузок (вместе с общей сетью); резервирование выпадающей мощности; выравнивание графика генерации ВИЭ; участие в регулировании напряжения и частоты; повышение качества электроэнергии, поддержание стабильности напряжения, в т.ч. непосредственно у потребителей, особенно при резкопеременном характере нагрузки (источник для бесперебойного электроснабжения); поддержку работы потребителей с режимами частого торможения и пуска, особенно в режимах рекуперативного торможения; неоднократно ставился вопрос участия НЭ в противоаварийном управлении энергосистем. Однако есть смысл отметить, что НЭ, позволяя оптимизировать режимы ЭС, не окупаются за счёт покупки электроэнергии в провальные часы и её продажи в «максимальные» часы даже с учётом получения платы за мощность на ОРЭМ РФ — проверено на ретроспективных данных для НЭ с КПД 80 % при покупке в течение пяти провальных часов электроэнергии в России и её продажи в Финляндию в течение пяти максимальных часов.

Оптимальное использование НЭ — отдельный вопрос. В данном контексте НЭ должны быть готовы принимать электроэнергию при максимальном избытке мощности, в т.ч. аварийном, и выдавать мощность при аварийном дефиците мощности и (или) наступлении темноты (шторма).

Сегодня в ЭС в качестве НЭ выступают в основном (по разным данным, до 98 %) гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Однако ГАЭС не решают полностью проблему, т.к. водохранилища ГАЭС не везде можно построить — как правило, они требуют специфической местности, больших площадей, не говоря о потерях на испарение в верхнем бьефе. Отсюда вытекает необходимость поиска других решений, не говоря о тривиальных вариантах, таких как традиционная электростанция, которая имеет большие запасы топлива (но не соответствует требованиям к резервам по скорости мобилизации).

Основной прирост мощностей НЭ в мире приходится на литий-ионные аккумуляторы, на быстрое падение стоимости которых указывает, например, компания Bloomberg NEF. На этой основе в Западной Европе, особенно в Германии, состоялась коммерциализация домашних накопителей энергии, их уже сотни тысяч, и их число стремительно растёт. И, как правило, в половине случаев НЭ покупается вместе с СЭС, и за счёт массовости сглаживается

кривая потребления энергосистемы. В качестве примера можно привести домашний НЭ с литий-ионными аккумуляторами Junelight Smart Battery концерна Siemens. Сообщается, что устройство оптимально регулирует процессы загрузки и выгрузки энергии в зависимости от прогноза выработки СЭС, а также от профиля потребления домохозяйства. Все процессы (выработка — хранение — потребление — выдача в сеть) доступны для просмотра потребителем в режиме реального времени через мобильное приложение. Покупатель может установить до 6 единиц с чистой ёмкостью 3,3 кВт·ч каждый.

На основе кислотно-свинцовых батарей с 1987 по 1992 г. в бывшем Западном Берлине использовался крупнейший накопитель для регулирования ча-

стоты в островной энергосистеме BEWAG 17 МВт (2 × 8,5 МВт), ёмкостью 14,4 МВт·ч.

Близкими к ГАЭС по эффективности считают гравитационные накопители, которые не привередливы к месту в отличие от ГАЭС. В мире встречаются разные конструкции. В качестве примера можно привести твердотельную аккумулирующую электростанцию (ТАЭС) Новосибирской компании «Энергозапас» (<https://renen.ru>). Прототип ТАЭС представляет собой башню цилиндрической формы высотой 80 м с диаметром основания 32 м мощностью/ёмкостью 4 МВт/0,5 МВт·ч, КПД 80%. Трудности сооружения гравитационных НЭ — это большие габариты. Исходя из соотношений $1 \text{ кг} \cdot \text{м} = 9,8 \text{ Дж}$; $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Вт} \cdot \text{с}$, ёмкость НЭ 1 кВт·ч соответствует энергии для подъёма груза весом 3,67 т на 100 м.

Маховиковые системы накапливают кинетическую энергию вращения для последующей выработки электричества. Французская компания Voltalia, крупный разработчик проектов в области ВИЭ, взялась за строительство НЭ маховикового типа (flywheel) из бетона. Такое оригинальное решение предложил французский стартап Energiestro. Система небольшой мощности 10 кВт/10 кВт·ч будет установлена на площадке Voltalia во Французской Гвиане. Energiestro производит маховик из недорогого материала — напряжённого бетона. Раньше такие устройства изготавливались из высокоэффективных, но очень дорогих материалов: углеродных волокон или высокопрочной стали. Новый материал позволит в десять раз снизить стоимость хранения энергии, считает компания. Чтобы ещё больше снизить стоимость, Energiestro использует вместо дорогих магнитных подшипников простые шариковые подшипники с пассивным магнитным упорным подшипником, который необходим для решения проблемы смазки в вакууме (устройство запатентовано во всём мире). Помимо использования дешёвых материалов, преимуществами указанного решения являются неограниченное количество циклов, устойчивость к экстремальным температурам и отсутствие потенциального вреда для окружающей среды.

По информации сайта Energiestro, комбинация из маховиков и СЭС способна вырабатывать электроэнергию круглосуточно по цене 40 евро/МВт·ч.

Экзотические НЭ. Использование сжиженного воздуха для накопления энергии. Компания Highview Power открыла первый в мире НЭ на основе резервуара для хранения жидкого воздуха промышленной мощности. Технология представляет собой относительно простой процесс охлаждения воздуха до $-196 \text{ }^\circ\text{C}$, после чего он превращается в жидкость, которая может эффективно храниться в изолированных сосудах низкого давления. Когда жидкий воздух высвобождается из

ТЕПЛОЙ НАКОПИТЕЛЬ

Впервые в мире Siemens Gamesa начинает эксплуатацию инновационной системы накопления энергии (июнь, 2019).

Системы хранения ЭЭ бывают и брутальными, дешёвыми и практичными. Вместо того чтобы заряжать сложное устройство — электрохимическую батарею, нагревают электроэнергией простой камень.

Пилотная установка ETES (electric thermal energy storage — электрический накопитель тепловой энергии) в Гамбурге на месте выведенной из эксплуатации традиционной ЭС преобразует электроэнергию в горячий воздух, используя резистивный нагреватель и воздуходувку, чтобы нагреть около 1000 т вулканической породы до $750 \text{ }^\circ\text{C}$.

Накопленная тепловая энергия преобразуется обратно в электроэнергию с помощью паровой турбины. Благодаря эффективной изоляции тепло может храниться в течение недели или дольше.

Siemens Gamesa заявляет, что экспериментальная установка может сохранять до 130 МВт·ч в течение недели. Эта электроэнергия будет продаваться на рынке местной коммунальной компанией Hamburg Energie.

В системе используется 80 % готовых компонентов и существующих мощностей по производству и передаче электроэнергии от выведенной из эксплуатации ЭС, что позволяет держать затраты на очень низком уровне. В пресс-релизе отмечается, что представленная «технология снижает затраты на большие хранилища энергии до долей от обычного для накопителей на основе аккумуляторных батарей уровня».

этих сосудов, он возвращается в газообразное состояние. При этом он быстро расширяется, приводя в движение турбину.

Технология может обеспечить более длительное хранение энергии, чем батареи. Опытная установка вблизи Манчестера — 5 МВт/15 МВт·ч.

Перспективными представляются сверхпроводниковые индуктивные НЭ (СПИНЭ) на основе как высокотемпературных сверхпроводников (азотный уровень), так и традиционных низкотемпературных (гелиевый уровень) сверхпроводящих материалов, характеризующиеся: высокой удельной мощностью при достаточно низкой плотности энергии; быстрым реагированием (заряда-разряда); неограниченным числом циклов заряда-разряда; отсутствием движущихся частей; быстрой перезарядкой; высоким КПД (более 95%); возможностью полной автоматизации ввода и вывода энергии.

В России разработкой СПИНЭ занимается, в частности, АО «НТЦ ФСК ЕЭС». С 2013 г. ООО «Центр энергоэффективности Интер РАО» совместно с профильными научными институтами и инжиниринговыми компаниями активно участвует в работе по совершенствованию систем накопления электрической энергии и улучшению технических характеристик сетевых накопителей.

Считается, что в настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощности до 300–400 МВт и второго типа мощности 800–1600 МВт.

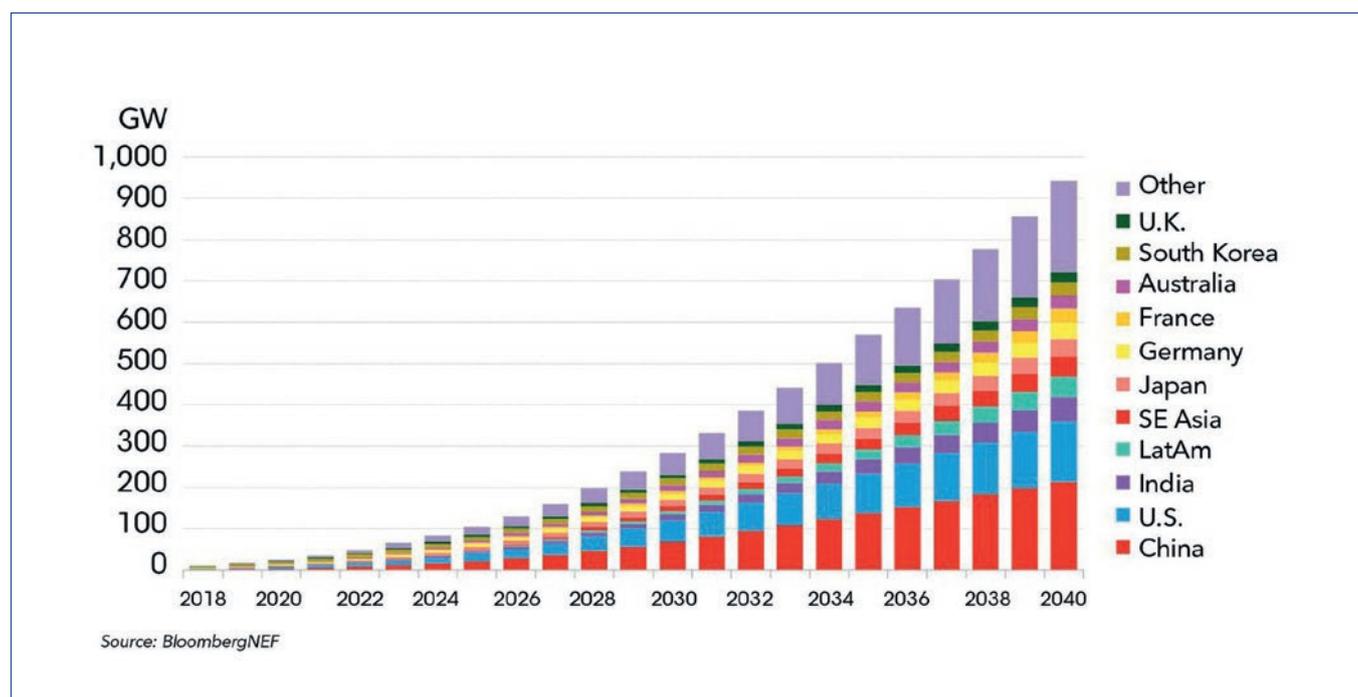
Британская компания Highview Power ввела в эксплуатацию «первый в мире» сетевой промышленный НЭ на основе сжиженного воздуха — 5 МВт/15 МВт·ч. Компания заявила, что она разработала такую же «криогенную» систему «гигаваттного размера». Она называется CRYOBattery.

Отмечают, что новый НЭ может предложить привлекательную стоимость хранения на уровне 140 долл./МВт·ч (для 10-часовой системы 200 МВт/2 ГВт·ч). Для сравнения: крупные литий-ионные системы — 204–298 долл./МВт·ч.

РАЗВИТИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

Статистика Консалтинговой компании Wood Mackenzie по развёртыванию систем хранения энергии в мире и прогноз развития рынка до 2024 г.: Global energy storage outlook 2019: 2018 year-in-review and outlook to 2024. Ожидается, что к 2024 г. объём рынка систем накопления энергии (СНЭ) в натуральном выражении (накопленным итогом) вырастет в 13 раз — с 12 ГВт·ч до 158 ГВт·ч. За один только 2024 г. будет построено НЭ 15 ГВт/41 ГВт·ч. Среднегодовой рост ёмкости СНЭ, установленных в 2019–2024 гг., составит 39%. В 2013–2018 гг. рынок рос в среднем на 74% в год, но он стартовал с нулевого уровня и за это время было установлено «всего» 7 ГВт/12 ГВт·ч.

К 2040 г. установленная мощность НЭ в мире (без учёта ГАЭС) достигнет 942 ГВт, а их ёмкость — 857 ГВт·ч. Объём инвестиций на данном рынке (суммарно за 22 года) достигнет 1,2 трлн долл.



Такой рост станет возможным в связи с быстрым снижением стоимости батарей. До 2030 г., по прогнозу BNEF, капитальные затраты на литий-ионные аккумуляторы снизятся на 52%. 2/3 этих мощностей будут сконцентрированы в девяти странах — Китае, США, Индии, Японии, Германии, Франции, Австралии, Южной Корее и Великобритании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Развитие ВИЭ-генерации, учитывая низкий коэффициент использования установленной мощности

ВИЭ-электростанций, их дороговизна (хотя нельзя отрицать снижение их стоимости), отсутствие, по сути, их производства в СНГ (хотя наметилась тенденция локализации); большие необходимые минутные резервы мощности, включая накопители энергии, приводят к удорожанию электроэнергии как платы за декарбонизацию электроэнергетики.

2. Сотрудничество энергосистем государств — участников СНГ способно смягчить дороговизну электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. IRENA (2022), *Renewable Energy Statistics 2022* (www.irena.org/Publications).
2. *Методические указания по устойчивости энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утв. ЭЭС СНГ 02.11.2018* (<http://energo-cis.ru/rumain39/>, п. 5.90).
3. *Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методических указаний по устойчивости энергосистем»*, утв. пр. Минэнерго РФ № 630 от 03.08.2018.
4. *ЕЭК формирует общий электроэнергетический рынок* (<http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/07-04-2020-1.aspx>).
5. *Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения* (docs.cntd.ru/document/1200104301).
6. Бенежан Р., Севестр Ж.-М., Бондаренко А.Ф., Герих В.П. *Регулирование частоты в объединённых энергосистемах Запада и Востока Европы*. «Электричество», № 10, 1995, с. 2–6.

