



QAZAQ GREEN



HUAWEI

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ BESS В ЕЭС КАЗАХСТАНА

WHITE PAPER

HUAWEI TECHNOLOGIES KAZAKHSTAN

АССОЦИАЦИЯ ВИЭ «QAZAQ GREEN»

Аналитический обзор

**ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ
BESS В ЕЭС КАЗАХСТАНА**

АСТАНА - 2025

01

Цитация

Белая книга. Потенциал применения систем накопления энергии (BESS) в ЕЭС РК, Астана, 2025 г.

Дисклеймер

Настоящий документ является Белой книгой (White paper) - аналитическим обзором, содержащим исследование и рекомендации по применению систем накопления энергии BESS в электроэнергетической системе Республики Казахстан.

Данный отчет отражает мнение авторов и не является официальным мнением какой-либо из организаций.

Авторы

Капенов Нурлан Нургалиевич, Соспанова Айнура Сапарбековна, Мукатов Бекжан Батырович, Ким Инна Леонидовна, Катеруша Арсений Владимирович, Шалабаев Тимур Мухтарович, Дукенбаев Султан Талгатович.

Благодарность

Компания Huawei и Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green» выражают признание экспертам, которые приняли участие в обсуждении и формировании концептуального видения отчета: Даурен Сихаев, Lai Xin Hong, Dr. Carlos Alvarez Ortega, Dr. Hamada Almasalma, Dr. Suresh Maganti (Huawei), Валерий Тюрай, (Energy System Researches), Дархан Ахметов (АО «KEGOC»), Thierry Plaisant (TotalEnergies Renewables Kazakhstan), Kangkana Bharadwaj, Bruno Leforgeais (TotalEnergies).

Организации

Основанная в 1987 году, компания Huawei является ведущим мировым поставщиком инфраструктуры информационно-коммуникационных технологий (ИКТ) и интеллектуальных устройств. В компании Huawei работает 207 000 сотрудников, и она осуществляет свою деятельность в более чем 170 странах и регионах. Компания Huawei впервые вышла на рынок Казахстана в 1998 году. С тех пор, благодаря самоотверженной работе сотрудников и местных партнеров, компания обслуживает более 18 миллионов пользователей в Казахстане и обеспечивает связь 850 000 жителей отдаленных сельских районов.

Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green» является общественным отраслевым объединением, которое работает с целью поддержки развития сектора ВИЭ в Казахстане и объединяет инвесторов, девелоперов и производителей оборудования, а также международные финансовые институты, исследовательские и проектные институты. В числе важнейших задач Qazaq Green – участие в нормотворческом процессе и представление интересов бизнес-сообщества ВИЭ на различных уровнях. Ассоциация выпускает отраслевой журнал QazaqGreen, является организатором Международного фестиваля по ВИЭ Qazaq Green Fest. На текущий момент Qazaq Green является одним из ключевых экспертных центров по развитию ВИЭ в Казахстане как для государственных органов, так и для бизнес-сообщества.

Часть 1.	РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН	15
1.1.	Современное состояние развития Единой энергетической системы Республики Казахстан	15
1.1.1.	Структура генерирующих мощностей	15
1.1.2.	Доступность энергии	16
1.1.3.	Состояние сетевой инфраструктуры	16
1.1.4.	Ключевые вопросы и проблемы	17
1.1.5.	Планы развития электроэнергетического сектора Республики Казахстан	17
1.2.	Текущее состояние развития возобновляемой энергетики в Казахстане	18
1.2.1.	Потенциал возобновляемой энергии	18
1.2.2.	Структура генерирующих мощностей	19
1.2.3.	Политика в области возобновляемой энергетики и институциональная поддержка	20
1.2.4.	Тарифная и инвестиционная политика для проектов возобновляемой э нергетики	21
1.3.	Перспективные направления развития возобновляемой энергетики в Республике Казахстан	22
1.3.1.	Развитие рынка корпоративных двусторонних контрактов в области возобновляемой энергетики	22
1.3.2.	Потенциал развития распределенной генерации ВИЭ	29
1.3.3.	Развитие гидроэнергетического потенциала	34
1.3.4.	Применение аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)	38
1.4.	Актуальные проблемы интеграции возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему Республики Казахстан	44
Часть 2.	ПРИМЕНЕНИЕ АККУМУЛЯТОРНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ (BESS) В ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	69
2.1.	Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) для Казахстана	69
2.2.	Видение системного оператора по развитию аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) в Республике Казахстан	74
2.3.	Аккумуляторные системы накопления энергии (BESS) в рамках моделирования развития Единой энергетической системы Республики Казахстан (Прогнозный баланс)	75
2.4.	Ключевые вопросы и проблемы	76
Часть 3.	СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ (BESS): ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ФУНКЦИИ, ПРИМЕНЕНИЕ	77
3.1.	Основные понятия и термины	77
3.2.	Обзор технологий и рынка систем хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (BESS)	80
3.3.	Обзор производителей и поставщиков в сегменте накопления энергии	85
3.4.	Основные области применения аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)	87
3.5.	Функции аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)	89

3.6.	Основные тенденции в секторе аккумуляторных накопителей энергии (BESS)	89
3.7.	Международный опыт использования аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)	93
Часть 4.	ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ (BESS) И ПРИМЕНИМЫЕ МОДЕЛИ	97
4.1.	Технические требования к аккумуляторным системам накопления энергии (BESS): международный опыт	97
4.2.	Международные стандарты в сегменте систем хранения энергии на аккумуляторных батареях (BESS)	99
4.3.	Применимые бизнес-модели	101
4.4.	Текущие цены и стоимость систем BESS	103
Часть 5.	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВНЕДРЕНИЮ АККУМУЛЯТОРНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ (АСНЭ) В ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	107
5.1.	Рекомендации по техническим требованиям к BESS	107
5.2.	Рекомендации по внесению изменений в нормативную базу	110

02

ВВЕДЕНИЕ

Одним из актуальных вопросов развития ВИЭ является интеграция в сети. Базовым технологическим принципом устойчивого функционирования энергосистемы является необходимость, в каждый отдельно взятый момент времени, сохранения баланса генерации и постоянно изменяющегося потребления. При этом стремительное развитие ВИЭ и распределенной генерации, внедрение электротранспорта приводят к все большей волатильности графика покрытия электрической нагрузки и повышают требования к традиционной генерации в части их возможности по обеспечению регулирования энергосистемы. Таким образом, в энергосистеме в отдельные часы возможны нарушения устойчивости, загрузка сетей выше допустимых значений, колебания напряжения и частоты, общее снижение надежности электроснабжения.

Применение систем накопления энергии (далее – СНЭ) может частично или полностью решить вышеуказанные проблемы. В этой связи в Республике Казахстан на протяжении нескольких лет обсуждается применение СНЭ для решения вопроса балансирования в ЕЭС РК.

В этой связи Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green» при поддержке ТОО «Хуавей Текнолоджиз Казахстан» разработала Белую книгу (White paper) «Потенциал применения систем накопления энергии в ЕЭС Казахстана». Белая книга – это основанный на исследовании отчет, который предлагает целенаправленное описание вопроса применения технологий BESS в ЕЭС РК.

Белая книга будет интересна экспертам электроэнергетической отрасли и широкому кругу читателей, интересующихся вопросами развития электроэнергетики, возобновляемых источников энергии и систем хранения энергии.

03

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

**Депутат мажилиса парламента
Республики Казахстан
Дюсенбай Турганов**



Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Современная энергетика переживает эпоху стремительных перемен. На первый план выходят вопросы устойчивости, гибкости и экологичности энергосистем, где ключевую роль играют системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Это не просто технологический тренд, а неотъемлемая часть глобального энергетического перехода.

В Республике Казахстан сделан важный шаг в этом направлении — в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» внесены поправки, вводящие новое для страны понятие «система накопления электрической энергии». Это открывает правовую основу для внедрения СНЭЭ в рамках проектов с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В ближайшей перспективе планируется проведение аукционов с приоритетом для проектов, включающих СНЭЭ, что является важным индикатором готовности Казахстана к устойчивому энергетическому будущему.

Глобальные тренды подтверждают своевременность и актуальность этих шагов. Согласно данным Международного энергетического агентства (IEA), рынок аккумуляторных систем накопления энергии демонстрирует экспоненциальный рост. В 2022 году:

- Китай установил почти 5 ГВт новых мощностей сетевых батарей;
- США ввели в эксплуатацию 4 ГВт, стимулируемые «Законом о снижении инфляции» (IRA), включающим налоговые льготы для автономных накопителей;
- Индия заявила амбициозные цели в рамках своего национального энергетического плана: 74 ГВт / 411 ГВт·ч накопительных мощностей к 2032 году.

В Европейском союзе, где в марте 2023 года опубликованы рекомендации по развитию СНЭЭ, также наблюдается стремительный рост интереса. Так, Швеция стала лидером в сфере бытового хранения энергии в Северной Европе и в 2024 году запустила крупнейшую в регионе BESS-станцию мощностью 211 МВт, обеспечив экономически выгодную интеграцию в инфраструктуру системного оператора.

В Казахстане вопрос внедрения СНЭЭ находится на стадии активного обсуждения между Министерством энергетики, системным оператором АО «KEGOC», отраслевыми ассоциациями и представителями бизнеса, в том числе Ассоциацией ВИЭ «Qazaq Green».

Очевидно, что системный подход требует нескольких ключевых шагов. Это разработка пилотного проекта на базе АО «KEGOC» с подключением к автоматическому регулированию частоты и мощности (АРЧМ), который позволит получить технические и экономические данные (мощность, ёмкость, циклы, деградация, стоимость, коэффициент готовности), прежде чем переходить к нормативному закреплению. Это отказ от обязательной интеграции СНЭЭ в ВИЭ-объекты как части требований к участию в первичном регулировании. Вместо этого — рассмотрение накопителей как отдельной категории вспомогательных сервисов с доступом к зарядке от любых источников генерации.

И, конечно, создание прозрачного и предсказуемого механизма возврата инвестиций. Принужде-

ние инвесторов к установке СНЭЭ без учёта экономической модели способно увеличить стоимость проектов ВИЭ в 1,5–2 раза, что создаёт риски для тарифной политики и макроэкономической стабильности.

В этой связи особенно актуальной становится разработка Белой книги, цель которой — дать всесторонний обзор существующих подходов, международного опыта и предложений по формированию эффективной политики в этой области. Уверен, что представленные в ней материалы станут надёжной основой для дальнейших решений и обеспечат единое понимание ключевых терминов и принципов.

Выражаю благодарность всем, кто принимал участие в подготовке этого издания, и надеюсь, что оно станет востребованным инструментом для специалистов, инвесторов и государственных органов в деле построения современной, устойчивой и экологически ориентированной энергетики Казахстана.

04

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

**Вице-министр
энергетики
Республики Казахстан
Сунгат Есимханов**



Уважаемые коллеги!

На сегодняшний день в Казахстане действует

154 объекта ВИЭ с общей установленной мощностью 3082,12 МВт. Эти объекты играют ключевую роль в сокращении углеродного следа и обеспечивают энергосистему страны экологически чистой и устойчивой энергией. Безусловно, внедрение ВИЭ является важным шагом для развития устойчивой энергетики. Однако, согласно перспективному плану, ожидаются опережающие темпы ввода ВИЭ в Казахстане, которые могут привести к ряду негативных последствий, влияющих на стабильность энергосистемы.

Согласно перспективному плану до 2030 года, планируется следующий ввод ВИЭ. Так, по утвержденному Министерством энергетики РК графику аукционных торгов на 2023 год и плану аукционных торгов на 2024-2027 годы предусматривается ввод порядка

6 700 МВт объектов ВИЭ, в т. ч. 4 000 МВт ВЭС, 500 МВт СЭС и 2 200 МВт ГЭС. Также планируется строительство крупных проектов ВИЭ (установленной мощностью порядка 4 800 МВт).

Итого на сегодняшний день объем заявленных к реализации проектов ВИЭ суммарно составляет около 8,4 ГВт.

По результатам проведенного Системным оператором моделирования балансовой устойчивости ЕЭС РК, при реализации указанных

проектов, доля переменной выработки электроэнергии ВИЭ превысит 30% по электрической энергии (что вдвое превышает целевые индикаторы) и 50% по располагаемой мощности в фактическом суточном графике к 2030 году.

Как известно, солнечные и ветровые электростанции отличаются непостоянством генерации как в течение суток, так и в сезонном разрезе. Кроме того, опережающее развитие солнечных проектов приводит к вынужденной «просадке» традиционной генерации в дневное время и быстрому наращиванию выработки для покрытия вечерних пиков потребления.

В этой связи, одним из решений является использование систем накопления электрической энергии в энергосистеме страны. Не скрою, сегодня в нашей стране нет опыта использования таких систем. Поэтому разработанная Белая книга является важным вкладом в поиске путей реализации таких проектов. Уверен, что все ключевые выводы будут взяты в работу и обсуждены на уровне Министерства энергетики РК.

Выражаю благодарность Ассоциации ВИЭ «Qazaq Green» и компании Huawei за совместную работу над данной книгой.

05

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

**Председатель совета
директоров
ОЮЛ «Ассоциация
ВИЭ «Qazaq Green»
Нурлан Капенов**



Уважаемые коллеги!

На сегодняшний день в Казахстане действует 153 объекта ВИЭ с общей установленной мощностью 3032,1 МВт. Эти объекты играют ключевую роль в сокращении углеродного следа и обеспечивают энергосистему страны экологически чистой и устойчивой энергией. Безусловно, внедрение ВИЭ является важным шагом для развития устойчивой энергетики. Однако, согласно перспективным планам, ожидаются опережающие темпы ввода ВИЭ в Казахстане, что может привести к ряду негативных последствий, влияющих на стабильность энергосистемы.

Согласно перспективным планам до 2030 года, планируется следующий ввод ВИЭ. По утвержденному Министерством энергетики РК графику аукционных торгов на 2023 год и плану аукционных торгов на 2024–2027 годы предусматривается ввод порядка 6 700 МВт объектов ВИЭ, в т. ч. 4 000 МВт ВЭС, 500 МВт СЭС и 2 200 МВт ГЭС. Также планируется строительство крупных проектов ВИЭ (порядка 7 000 МВт).

Итого на сегодня объем заявленных к реализации проектов ВИЭ суммарно составляет около 16,6 ГВт.

Согласно результатам проведенного Системным оператором моделирования балансовой устойчивости ЕЭС РК, при реализации указанных проектов доля переменной выработки электроэнергии ВИЭ превысит 30% по

электрической энергии (что вдвое превышает целевые индикаторы) и 50% по располагаемой мощности в фактическом суточном графике к 2030 году.

Как известно, солнечные и ветровые электростанции отличаются непостоянством генерации как в течение суток, так и в сезонном разрезе. Кроме того, опережающее развитие солнечных проектов приводит к вынужденной «присадке» традиционной генерации в дневное время и быстрому наращиванию выработки для покрытия вечерних пиков потребления.

В связи с этим одним из решений является использование систем накопления электрической энергии в энергосистеме страны. Не скрою, сегодня в нашей стране нет опыта использования таких систем. Поэтому разработанная Белая книга является важным вкладом в поиск путей реализации таких проектов. Уверен, что все ключевые выводы будут взяты в работу и обсуждены на уровне Министерства энергетики РК.

Выражаю благодарность Ассоциации ВИЭ «Qazaq Green» и компании Huawei за совместную работу над данной книгой.

05

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

**Генеральный директор
Huawei Technologies
Kazakhstan
Song Yaxu**



Уважаемые коллеги!

Совместно с Министерством энергетики Республики Казахстан и Ассоциацией ВИЭ «Qazaq Green» мы завершили работу над нашей Белой книгой о потенциале аккумуляторных систем хранения энергии (BESS) в Единой энергетической системе Казахстана.

В Huawei мы стремимся поддерживать амбициозную цель страны по достижению углеродной нейтральности к 2060 году. Развитие и интеграция возобновляемых источников энергии и BESS являются решающими шагами на пути к достижению этой цели. Используя наш глобальный опыт в разработке и внедрении решений BESS, мы гордимся тем, что вносим свой вклад в повышение стабильности, эффективности и устойчивости энергетического ландшафта Казахстана.

Мы благодарны за сотрудничество с Qazaq Green и неоценимую поддержку со стороны Министерства энергетики Республики Казахстан. Это партнерство является примером того, как лидеры отрасли, правительства и технологий могут объединиться для создания значимых изменений.

Давайте продолжим совместную работу по созданию устойчивой и надежной энергетической системы, которая станет примером для региона и за его пределами.

06

Часть 1.

Развитие электроэнергетического сектора и энергетический переход в Республике Казахстан

1.1. Современное состояние развития Единой энергетической системы Республики Казахстан

Электроэнергетика Казахстана – одна из ключевых отраслей экономики. Она обеспечивает энергообеспечение населения, промышленности и сельского хозяйства.

Казахстан обладает значительными энергетическими ресурсами, включая уголь, газ, гидроэнергию и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), что способствует развитию энергетического сектора. Тем не менее, несмотря на положительные достижения, в отрасли существует ряд вызовов, которые требуют комплексного подхода и модернизации.

ЕЭС РК условно разделена на три зоны – Северную, Южную и Западную.

Северная зона включает в себя Абайскую, Акмолинскую, Актюбинскую, Восточно-Казахстанскую, Карагандинскую, Костанайскую, Павлодарскую, Северо-Казахстанскую, Улытаускую области и Астану.

В Южную зону входят Алматинская, Жамбылская, Жетысуская, Кызылординская, Туркестанская области, а также Алматы и Шымкент.

Западная зона, в состав которой входят Атырауская, Западно-Казахстанская и Мангистауская области, не имеет электрических связей с объединенными Северной и Южной зонами по территории республики.

1.1.1. Структура генерирующих мощностей

Энергетическая система Казахстана включает разнообразные источники генерации, где основную роль играет угольная и газовая энергетика, а также растущий сегмент ВИЭ.

В Казахстане электрическая энергия производится на 222 электростанциях различных форм собственности, включая станции, работающие на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ).

• **Термальные станции:** на долю угольных электростанций приходится более 70% от общего объема вырабатываемой электроэнергии или 53,3% от общей установленной мощности электростанций Казахстана. Основными регионами, где располагаются угольные электростанции, являются Северный, Центральный и Восточный Казахстан. Кроме того, угольная генерация занимает преобладающее положение в структуре генерирующих мощностей и обеспечивает базовую генерацию в ЕЭС РК.

• **Газовые станции:** на газовые электростанции приходится примерно 20-25% от общего объема производства электроэнергии и 25% от установленной мощности. Основными районами использования природного газа являются юг и запад страны.

• **Крупные гидроэлектростанции:** на крупные ГЭС, расположенные преимущественно в Восточном Казахстане, приходится порядка 12% от общего объема производства электроэнергии в стране. Это порядка 10% установленной мощности ЕЭС РК.

• **Возобновляемые источники энергии (ВИЭ):** доля ВИЭ в общей структуре выработки электроэнергии Казахстана обеспечивает постепенный рост. По итогам 2023 году она составила порядка 6%, включая солнечные, ветровые и малые гидроэлектростанции. Казахстан активно развивает ВИЭ как часть стратегии энергетического перехода.

В последние годы в Казахстане наблюдается тенденция к диверсификации источников энергии с акцентом на экологически чистые и возобновляе-

Диаграмма 1 – Структура установленных мощностей, %



Источник: Министерство энергетики РК

мые технологии. Строительство новых солнечных и ветровых станций, а также электростанций на газу как на переходном виде топлива. Кроме того, ведется активная поддержка малого и среднего бизнеса в области ВИЭ, что является частью долгосрочной стратегии развития отрасли. В целом мощности ВИЭ демонстрируют стабильный ежегодный рост, подтверждая их все более важную роль в энергетической структуре. В настоящее время на ВИЭ приходится порядка 12% от всех мощностей в РК.

1.1.2. Доступность энергии

Доступность энергии в Казахстане на сегодняшний день остается одной из проблем. В большинстве крупных городов и промышленных центров страны энергетическая инфраструктура развита достаточно хорошо. Однако в удаленных регионах, особенно в сельской местности, наблюдаются проблемы с обеспечением устойчивого электроснабжения. В целом прогнозируется ежегодный рост потребления электрической энергии, при этом производство электроэнергии остается на уровне 2022 года. Производство электроэнергии в 2023 году по Казахстану составило 112,8 млрд кВт·ч при потреблении 115 млрд кВт·ч.

• Энергетическая доступность для населения: большая часть населения крупных городов Казахстана имеет стабильное энергоснабжение, в то время как в некоторых удаленных районах, в том числе в горных и степных зонах, случаются перебои с электроснабжением.

• Энергетическая доступность для промышленности: для крупных промышленных предприятий в Казахстане доступность энергии не является критичной, однако для малых и средних производств, особенно в удаленных районах, вопросы доступа к электроэнергии остаются актуальными.

Одной из целей энергетической политики явля-

ется улучшение доступности энергии для всех слоев населения, а также создание инфраструктуры для распределенных источников энергии (солнечных и ветровых установок).

1.1.3. Состояние сетевой инфраструктуры

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи напряжением 0,4–1150 кВ, предназначенных для трансформации, передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в ЕЭС РК выполняет национальная электрическая сеть (далее – НЭС), управление которой осуществляет акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (АО «KEGOC») совмещающая функции оператора НЭС и системного оператора. К национальной электрической сети относятся межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше.

Передачу электроэнергии на региональном уровне (внутри страны) осуществляют 19 региональных электросетевых компаний (РЭК) и 145 небольших энергопередающих компаний, на балансе которых находятся электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Текущий уровень износа региональных электрических сетей составляет около 65%.

Тем не менее сетевой инфраструктуре страны требуются модернизация и улучшение для обеспечения стабильного энергоснабжения. Потери электрической энергии в НЭС несколько выше в сравнении с развитыми странами, для многих из которых характерны меньшие расстояния передачи электроэнергии и большая емкость рынка. Для Казахстана же свойственны большие протяженные

сети между основными центрами потребления и генерации. Кроме того, необходимо учитывать резко континентальный климат в стране, что неблагоприятно сказывается на потерях на корону в электрических сетях напряжением 220 кВ и выше (доля потерь на корону составляет 20-30% от общих потерь).

В свою очередь, в распределительных сетях характерны значительные потери ввиду эксплуатации большинства линий электропередачи более 40 лет и значительной протяженности. Средний уровень потерь РЭК в 2021 году составил порядка 14% и колеблется от 6 до 18% ввиду различий топологии электрических сетей, классов напряжения линий передачи, протяженности сетей и количества подстанций.

- Нагрузка на сети: с ростом потребления электроэнергии и развитием новых объектов генерации сети подвергаются нагрузке. В частности, необходима реконструкция и модернизация старых электрических сетей, которые зачастую не соответствуют современным требованиям.

- Интеграция с соседними странами: Казахстан активно работает над улучшением интеграции своей энергетической системы с соседними странами, такими как Россия, Китай, Узбекистан, Кыргызстан, что позволит оптимизировать энергетические потоки и повысить надежность энергоснабжения.

Для улучшения состояния сетевой инфраструктуры необходимо инвестировать в обновление и модернизацию сетей, в том числе с учетом роста доли возобновляемых источников энергии, которые требуют специфических решений по интеграции в энергосистему.

1.1.4. Ключевые вопросы и проблемы

На сегодняшний день в энергетическом секторе Казахстана можно выделить несколько ключевых проблем:

1. Экологические вызовы: доминирование угольных электростанций приводит к высоким выбросам углекислого газа и других загрязняющих веществ, что усугубляет проблему изменения климата. Для решения этой проблемы необходимо усилить переход к более чистым источникам энергии, таким как ВИЭ, а также развивать технологии улавливания углерода. Несогласованность экологической политики и политики тарифного регулирования отрасли, а также отсутствие согласованных планов ввода и вывода генерирующих мощностей в долгосрочных перспективах перехода к углеродной нейтральности также являются вызовом для будущего отрасли.

2. Нехватка инвестиций: в модернизацию энергетической инфраструктуры, а также в развитие новых объектов, необходимых для перехода на устойчивое энергоснабжение.

3. Техническое состояние: старение фондов и низкие темпы модернизации, высокий уровень износа энергетических активов ЕЭС РК, высокий

уровень потерь по всей цепочке производства и потребления электрической и тепловой энергии, прогнозируемый дефицит электрической энергии и мощностей, в том числе регулирующих, ограничение пропускной способности между отдельными энергоузлами НЭС и изолированность западной зоны ЕЭС РК являются основными проблемами энергетической отрасли в настоящее время.

Отдельным вопросом можно выделить интеграцию возобновляемых источников энергии: проблема интеграции переменных источников энергии (ветровая и солнечная энергия) в энергосистему, которая требует разработки гибких механизмов использования систем хранения и регулирования мощности.

1.1.5. Планы развития электроэнергетического сектора Республики Казахстан

Для устойчивого развития энергетической отрасли Казахстан сформулировал ряд стратегических инициатив:

1. Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ): планируется увеличить долю ВИЭ до 50% к 2050 году. Для этого уже ведется строительство новых солнечных и ветряных станций.

2. Модернизация энергетической инфраструктуры: обновление существующих энергетических объектов и улучшение качества сетевой инфраструктуры, что включает в себя модернизацию старых электросетей, строительство новых линий электропередачи, а также создание межсетевых соединений с соседними странами.

3. Повышение энергоэффективности: внедрение современных технологий энергосбережения, оптимизация производства и потребления энергии, улучшение систем управления энергетическими процессами.

4. Углеродная нейтральность: Казахстан активно работает над снижением углеродных выбросов, создавая условия для перехода к более экологически чистой энергетике и совершенствования законодательства в области экологической безопасности.

5. Инвестиции и инновации: привлечение инвестиций в развитие энергетических технологий и инфраструктуры, создание инновационных решений для улучшения работы энергосистемы, в том числе использование систем накопления электроэнергии.

6. Подготовка кадров: подготовка высокопрофессиональных кадров для нужд электроэнергетики, создание условий для привлечения молодежи в отрасль, развитие технологических центров и центров компетенций.

Таким образом, Казахстан находится на пути энергоперехода, который должен обеспечивать устойчивое и экологически чистое энергоснабжение для всех потребителей. Текущие и планируемые меры направлены на улучшение доступности и

качества энергии, а также на снижение воздействия энергетического сектора на окружающую среду.

1.2. Текущее состояние развития возобновляемой энергетики в Казахстане

1.2.1 Потенциал возобновляемой энергии

Республика Казахстан занимает 9-е место в мире по площади территории. Обширные земли Казахстана обладают значительным потенциалом развития ветровой, солнечной и гидроэнергетики.

Страна имеет все возможности в ближайшие годы занять лидирующие позиции в мире по развитию ветровой генерации, которая будет:

- максимально стабильной;
- равномерно распределенной по всей территории страны;
- минимально воздействовать на рост тарифов у конечных потребителей.

Климат в Казахстане благоприятен для строительства ветряных электростанций из-за наличия ветровых коридоров со скоростью ветра более 5 м/с, что необходимо для работы ветряных турбин. По экспертным оценкам, энергетический потенциал ветроэнергетики в Казахстане составляет 920 млрд кВт·ч в год.

Особое внимание стоит уделить четырем ключевым зонам, обладающим очень благоприятными ветровыми ресурсами:

1. Каспийский регион – один из самых перспективных мест для развития ветровой энергетики, с постоянными и сильными ветрами, особенно в зимний период. Высокий потенциал в районе прибрежных территорий способствует созданию мощных ветряных парков.

2. Южные регионы Казахстана – территории, включая Алматинскую и Жамбылскую области, характеризуются стабильными ветровыми потоками, особенно в горных и предгорных районах. Здесь возможно создание крупных ветряных электростанций, что обеспечит значительный вклад в национальную энергетику.

3. Шелекский коридор – данный регион, расположенный в восточной части Казахстана, славится высокоскоростными ветрами, что делает его отличным выбором для размещения ветряных турбин. Это один из самых энергетически выгодных и перспективных районов для ветровой генерации.

4. Джунгарские ворота – природный проход между Казахстаном и Китаем, известен своими мощными ветровыми потоками. Этот регион имеет огромный потенциал для масштабного строительства ветряных станций, что обеспечит значительные объемы генерации энергии.

Каждая из этих зон имеет уникальные климатические условия, которые создают идеальные возможности для устойчивого развития ветряной энергетики в Казахстане.

Кроме того, Казахстан обладает значительным солнечным потенциалом благодаря своему географическому положению и климатическим условиям. Страна расположена в центральной части Евразийского континента, где солнечная активность значительно выше среднего уровня.

При этом в южных регионах страны это около 2200-3000 солнечных часов в год, что позволяет Казахстану быть конкурентоспособным с самыми солнечными странами мира. Эти районы, с их высоким уровнем солнечной радиации и продолжительным солнечным сезоном, обладают отличными возможностями для эффективного использования солнечной энергии.

Особое внимание стоит уделить таким регионам:

1. Южные и юго-восточные регионы Казахстана – Алматинская, Жамбылская, Туркестанская и Кызылординская области, где количество солнечных дней в году достигает 280-300. Эти области обладают высокой солнечной радиацией, что делает их идеальными для установки солнечных панелей. Здесь возможно создание крупных солнечных электростанций, которые обеспечат значительные объемы энергии. Особенно важными являются Приаралье и южные области, которые испытывают дефицит электроэнергии и имеют высокий солнечный потенциал, что делает их наиболее предпочтительными для размещения солнечных генераций.

2. Казахстанская пустыня и полупустыня – территория, охватывающая центральную и западную части страны, также имеет высокий потенциал для солнечной генерации. Это районы с обширными солнечными ресурсами, а также наличием свободных территорий, которые остаются недоиспользованными, но в будущем могут стать важной частью энергосистемы.

Солнечная энергия в Казахстане имеет огромный потенциал для развития. Экспертные оценки показывают, что при оптимальном использовании солнечных ресурсов страна может ежегодно генерировать порядка 2,5 млрд кВт·ч в год. Это открывает перед Казахстаном широкие возможности для производства экологически чистой и возобновляемой энергии, а также для диверсификации энергетического сектора и снижения зависимости от традиционных источников энергии.

Однако установка огромного количества электростанций на базе силовой электроники создаст дополнительные проблемы. Этот технический документ написан с целью обеспечить успешный переход в Казахстане, используя огромный потенциал возобновляемых источников энергии.

Гидроэнергетический потенциал Казахстана играет важную роль в обеспечении энергетиче-

ской безопасности страны. Общий энергетический потенциал гидроэнергетики Казахстана составляет около 170 млрд кВт·ч, из которых технический потенциал оценивается в 62 млрд кВт·ч. Этот ресурс остается значительным источником возобновляемой энергии, который в будущем может существенно повысить энергетическую независимость страны.

В Казахстане есть три региона, обладающих богатыми гидроэнергетическими ресурсами:

1. Бассейн реки Иртыш – здесь расположены крупные гидроэлектростанции, такие как Бухтарма, Шульбинская и Усть-Каменогорская ГЭС. Эти станции обеспечивают значительную долю гидроэнергетики в стране и имеют высокие эксплуатационные возможности.

2. Бассейн реки Или – здесь находятся такие ГЭС, как Капшагай и Мойнак, которые также способствуют генерации энергии и имеют перспективы для дальнейшего развития.

3. Бассейны рек Сырдарья, Талас и Чу – включая Шардаринскую ГЭС, этот регион является важным источником гидроэнергетики для южных областей Казахстана.

Стоит отметить, что около 90% всех рек Казахстана являются малыми. Это открывает возможности для строительства малых гидроэлектростанций, которые являются экономически целесообразными и могут существенно повысить общий энергетический баланс страны. В последние годы активно реализуются проекты, направленные на введение в эксплуатацию малых ГЭС, что позволяет более эффективно использовать водные ресурсы на местах.

В Казахстане насчитывается 2174 реки, из которых

86,9% имеют длину от 10 до 50 км, 6% – от 50 до 100 км и 7,1% – более 100 км. Такой профиль рек позволяет активно развивать малые гидроэлектростанции, что способствует диверсификации источников энергии и улучшению энергетической инфраструктуры в регионах.

Гидроэнергетика остается ключевым элементом обеспечения энергетической безопасности Казахстана. В условиях необходимости в маневренных мощностях для поддержки национальной энергосистемы задача внедрения как малых, так и крупных ГЭС становится актуальной для ближайшего будущего. Это не только способствует устойчивому развитию энергетики, но и играет важную роль в достижении целей по использованию возобновляемых источников энергии и снижению углеродного следа страны, поскольку ГЭС будут обладать присущими синхронным генераторам преимуществами, такими как инерция.

1.2.2. Структура генерирующих мощностей ВИЭ

На сегодняшний день в Казахстане действует 153 объекта возобновляемых источников энергии (ВИЭ) общей установленной мощностью 3032,12 МВт. Структура генерирующих мощностей ВИЭ в стране представлена различными типами энергетических установок:

- Ветровые электростанции (ВЭС) – 1520,05 МВт;
- Солнечные электростанции (СЭС) – 1222,61 МВт;
- Малые гидроэлектростанции (Малые ГЭС) – 287,68 МВт;
- Биогазовые электростанции (БиоЭС) – 1,77 МВт.

Диаграмма 2 – Структура генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии



Источник: Министерство энергетики РК

Сектор ВИЭ в Казахстане демонстрирует положительную динамику роста по всем ключевым направлениям. Во-первых, устанавливаемая мощность объектов ВИЭ с каждым годом увеличивается. Если в 2010 году общая мощность объектов ВИЭ составляла всего 60 МВт, то к концу 2024 года этот показатель вырос до 3032 МВт. Это свидетельствует о значительном прогрессе в развитии возобновляемых источников энергии в стране.

Во-вторых, доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии в Казахстане также продолжает расти. В 2024 году она достигла 7%. Для сравнения: в 2010 году этот показатель не превышал 0,1%. Этот рост обусловлен не только увеличением установленной мощности, но и активной государственной поддержкой проектов в сфере ВИЭ, включая налоговые льготы, субсидии и программы для привлечения инвестиций в «зеленую» энергетику.

Кроме того, объем электроэнергии, произведенной от ВИЭ, значительно увеличился. В 2023 году количество электроэнергии, произведенной на объектах ВИЭ, составило более 6 миллиардов кВт·ч, что составляет около 5,92% от общего объема производства электроэнергии в стране. В дальнейшем страна стремится достичь цели в 15% доли ВИЭ в производстве электроэнергии, и, судя по текущим темпам роста, этот показатель, вероятно, будет достигнут раньше запланированного срока.

Таким образом, сектор ВИЭ в Казахстане развивается стремительными темпами, что подтверждается увеличением мощностей, доли в общем объеме производства и объема произведенной электроэнергии. Это является важным шагом на пути к устойчивому энергетическому будущему страны и снижению зависимости от традиционных источников энергии.

1.2.3. Политика в области возобновляемой энергетики и институциональная поддержка

Политика в области возобновляемой энергетики в Казахстане ориентирована на устойчивое развитие, снижение зависимости от традиционных источников энергии и достижение целей по улучшению экологической ситуации в стране. В последние годы Казахстан значительно активизировал свои усилия в области перехода на «зеленую» энергетику, разработав стратегические документы, регулирующие развитие сектора ВИЭ.

Казахстан подписал Парижское соглашение по климату и взял на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. В этой связи был принят Энергетический баланс Республики Казахстан до 2030 года, в котором заложены цели по увеличению доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии. Одной из ключевых целей является достижение 15% доли ВИЭ в энергетическом балансе к 2030 году. Также, согласно плану, Казахстан стремится уменьшить углеродный след и стимули-

ровать использование возобновляемых источников энергии.

Для привлечения инвестиций в сектор ВИЭ разработаны различные механизмы, такие как государственные субсидии, налоговые льготы и гарантии на выкуп энергии. Существуют программы по привлечению иностранных инвесторов, включая «зеленые» облигации и другие финансовые инструменты, которые способствуют росту проектов в сфере возобновляемых источников энергии.

Для эффективной реализации государственной политики в области ВИЭ в Казахстане создана разветвленная институциональная структура, включающая государственные органы и компании, работающие в области возобновляемых источников энергии.

Министерство энергетики Республики Казахстан является главным государственным органом, который разрабатывает, координирует и ведет политику в области энергетики, включая сектор ВИЭ. Министерство занимается разработкой нормативных актов, постановлений и распоряжений, регулирующих работу в секторе возобновляемой энергетики.

ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»

Министерства энергетики Республики Казахстан осуществляет централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

Создание и развитие ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» связано с принятым курсом Республики Казахстан по развитию сектора возобновляемых источников энергии. В целях создания условий развития сектора ВИЭ был принят механизм государственной поддержки, основанный на внедрении централизованной покупки единым покупателем – расчетно-финансовым центром электрической энергии, производимой объектами ВИЭ.

АО «КОРЭМ» предоставляет свою площадку и обеспечивает проведение аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ в Республике Казахстан. АО «КОРЭМ» также реализует инициативы по внедрению инновационных подходов в управление энергосистемой и развитию механизмов поддержки «зеленой» энергетики, способствуя развитию этой отрасли в стране.

АО «KEGOC» – системный оператор ЕЭС Казахстана, способствующий изменению энергетической системы будущего и рынка в условиях энергетического перехода, обеспечивающий возрастающие потребности экономики и вносящий вклад в развитие устойчивой электроэнергетической системы через планирование инфраструктуры и развитие экологически чистой энергии

Политика в области ВИЭ также активно включает в себя международное сотрудничество с другими странами и организациями. Казахстан участвует в международных соглашениях, таких как Парижское соглашение по климату, и активно сотрудничает с международными финансовыми учреждениями, такими как Всемирный банк, Европейский банк реконструкции и развития, Азиатский банк развития, а также с инвесторами, заинтересованными в реализации проектов ВИЭ.

Таким образом, политика в области возобновляемой энергетики и институциональная поддержка в Казахстане создает благоприятную среду для развития «зеленой» энергетики, стимулируя как внутренние, так и международные инвестиции. В сочетании с государственной поддержкой и внедрением современных технологий это открывает новые горизонты для устойчивого энергетического будущего страны.

1.2.4. Тарифная и инвестиционная политика для проектов возобновляемой энергетики

Тарифная и инвестиционная политика Казахстана в области возобновляемой энергетики направлена на стимулирование роста сектора ВИЭ, привлечение частных и иностранных инвестиций, а также создание устойчивой и конкурентоспособной энергетической системы. В последние годы правительство страны приняло ряд мер, направленных на поддержку «зеленой» энергетики, включая установление гарантированных тарифов на электроэнергию, вырабатываемую из возобновляемых источников, и разработку механизмов финансирования проектов.

• Гарантированная покупка электроэнергии.

Одной из ключевых составляющих тарифной политики для ВИЭ является система гарантированной покупки электроэнергии, которая обеспечивает стабильный доход для инвесторов, строящих объекты возобновляемой энергетики. Это позволяет снизить риски и повысить привлекательность инвестиций в проекты солнечных, ветровых и малых гидроэлектростанций. Гарантированные цены на электроэнергию от ВИЭ устанавливаются на определенный срок, что дает уверенность инвесторам в возврате их вложений.

• Ценовая конкурентоспособность. С 2018 года в Казахстане реализована система аукционов для определения наиболее конкурентоспособных тарифов на электроэнергию, произведенную на объектах ВИЭ. Этот механизм позволяет снижать стоимость электроэнергии и повышать эффективность рынка, а также стимулирует инновации и новые технологии в сфере ВИЭ.

• Индексация тарифов. Тарифы для объектов ВИЭ пересматриваются на регулярной основе, учитывая влияние инфляции и курса валют. Такой

подход помогает обеспечить адекватную компенсацию инвесторам за использование возобновляемых источников энергии с учетом изменений в стоимости производства электроэнергии.

В Казахстане предусмотрены различные инвестиционные и налоговые преференции для проектов в сфере возобновляемой энергетики (ВИЭ), что создает привлекательные условия для инвесторов.

1. Инвестиционные преференции для приоритетных инвестиционных проектов:

В рамках приоритетных проектов инвесторы освобождаются от обложения таможенными пошлинами и налогом на добавленную стоимость (НДС) на импорт товаров, что значительно снижает издержки при реализации крупных проектов.

2. Государственные натурные гранты: В Казахстане предусмотрены государственные натурные гранты для поддержки инвесторов. Максимальный размер гранта составляет до 30% от объема инвестиций в фиксированные активы, включая земельные участки, здания, сооружения, оборудование, вычислительную технику, транспортные средства (за исключением легковых автомобилей), а также производственный инвентарь.

3. Налоговые преференции для приоритетных инвестиционных проектов:

Уменьшение суммы корпоративного подоходного налога (КПН) на 100%.

Применение коэффициента 0 к ставке земельного налога, что снижает финансовую нагрузку на предприятия.

Налог на имущество исчисляется по ставке 0% к налоговой базе, что делает вложения в инфраструктуру и оборудование более выгодными.

4. Сроки действия и условия отмены преференций:

Инвестиционным контрактом устанавливается срок действия каждой преференции, но не более предельного срока, предусмотренного Налоговым кодексом Республики Казахстан. Важно отметить, что применение налоговых преференций может быть аннулировано в случае досрочного прекращения действия инвестиционного контракта.

Тарифная и инвестиционная политика Казахстана продолжает развиваться с целью увеличения доли ВИЭ в энергетическом балансе страны. Ожидается, что в будущем продолжится совершенствование механизмов тарифного регулирования, включая внедрение новых подходов к аукционам и выкупным ценам, а также усиление поддержки для новых технологий в области возобновляемой энергетики.

Таким образом, комплексная тарифная и инвестиционная политика Казахстана способствует стимулированию роста сектора ВИЭ, созданию благоприятных условий для инвесторов и реализации национальных целей по переходу к устойчивому и экологически чистому энергетическому будущему.

Вместе с тем, принимая во внимание текущий дефицит мощности в системе, а также тот факт, что последние годы характеризуются ростом потребления электроэнергии, связанным с отложенным ростом экономики республики после снятия ограничений, введенных из-за пандемии, и учитывая, что Анализ баланса в странах Центральной Азии показал растущий дефицит мощности в стране и регионе в целом, Министерством энергетики РК были разработаны и утверждены Концепция развития электроэнергетической отрасли до 2035 года и План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли.

При этом План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли предусматривает ввод 26 ГВт новых генерирующих мощностей для покрытия дефицита мощности в стране и увеличения экспортного потенциала сектора энергетики.

Отмечается, что ввиду наличия высокого потенциала к развитию сектора ВИЭ в рамках аукционов по отбору проектов ВИЭ министерством был разработан и утвержден график проведения аукционных торгов на пятилетний период, где общая выставленная мощность на аукцион составила 6,7 ГВт, а также предусматривается реализация крупномасштабных проектов ВИЭ совместно со стратегическими инвесторами.

Таким образом, согласно перспективным планам до 2030 года, планируется следующий ввод ВИЭ:

Согласно утвержденному Министерством энергетики РК графику аукционных торгов на 2023 год и плану аукционных торгов на 2024-2027 годы предусматривается ввод порядка 6 700 МВт объектов ВИЭ, в т. ч. 4 000 МВт ВЭС, 500 МВт СЭС и 2 220 МВт ГЭС.

Также планируется строительство крупных проектов ВИЭ (порядка 7 000 МВт), в том числе:

- строительство ВЭС 1 000 МВт с системой накопления энергии мощностью 300 МВт и емкостью 600 МВтч компанией Total Energies (Франция) в Алматинской области;
- строительство ВЭС 1 000 МВт с системой накопления энергии мощностью 300 МВт и емкостью 600 МВтч компанией Masdar (ОАЭ) в Жамбылской области;
- строительство ВЭС 1 000 МВт в районе Джунгарских ворот в Жетысуской области с системой накопления энергии мощностью 300 МВт и емкостью 600 МВтч компанией ACWA Power (Саудовская Аравия);
- строительство ВЭС 1 000 МВт с системой накопления энергии мощностью 300 МВт и емкостью 600 МВтч компанией China Power International Holding (CPIH) (КНР);
- расширение ВЭС «Шелек» на 750 МВт китайской компанией Power China (КНР);
- строительство СЭС общей мощностью 1 000 МВт компанией Nevel (Россия) с размещением на промышленных объектах ПК АО «Самрук-Казына»;
- строительство ВЭС и СЭС общей мощностью 800 МВт с системой накопления энергии компанией

Gezhouba Group с подключением ВЭС к ПС «Нура» в Карагандинской области и СЭС к ПС Кентау в Туркестанской области.

- строительство ВЭС 1250 МВт Gezhouba Group, Power China с подключением ВЭС к ПС «Алма» в Алматинской области.

Планируемые объекты генерации будут распределены по энергосистеме с целью обеспечения баланса в электрических мощностях и равномерной нагрузки на электрические сети.

При успешной реализации Плана мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли структура установленной мощности по видам топлива к 2035 году складывается следующим образом:

- ВИЭ – 24,4%;
- ГЭС – 10,8%;
- Газ – 25,8 %;
- Уголь – 34,3%;
- АЭС – 4,7%.

Отмечается, что значительное снижение доли угольной генерации в объеме потребления электрической энергии будет обеспечено за счет ввода возобновляемых, альтернативных источников энергии и газовой генерации. Тем самым к 2035 году планируется достижение углеродного офсета на уровне 44 млн тонн CO₂ в год.

1.3. Перспективные направления развития возобновляемой энергетики в Республике Казахстан

1.3.1. Развитие рынка двусторонних контрактов ВИЭ

Двусторонний контракт ВИЭ – это соглашение, регулирующее продажу и покупку электроэнергии между производителем возобновляемой энергии и потребителем по заранее согласованной цене и на определенный срок. В данном случае долгосрочным покупателем электроэнергии от ВИЭ является потребитель.

Основная цель развития двусторонних контрактов ВИЭ – создание возможности для покупателей самостоятельно выбирать источник производства потребляемой электрической энергии, в то время как производитель электроэнергии ВИЭ получает возможность планировать финансирование своей деятельности. Также необходимо отметить, что двусторонние контракты ВИЭ позволяют решать следующие задачи:

- отсутствие зависимости от единого закупщика электроэнергии;
- определение справедливой стоимости электроэнергии;
- возможность хеджирования рисков от изменений в законодательстве по поддержке ВИЭ и международных требований по снижению углеродного следа;
- исполнение экологических обязательств покупателем электроэнергии;

Диаграмма 3 – Схема двусторонних контрактов ВИЭ



Источник: Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green»

– организация долгосрочного планирования покупки и продажи электроэнергии для покупателя и продавца соответственно;

– одно из решений для снижения уровня негативного влияния ВИЭ на энергосистему.

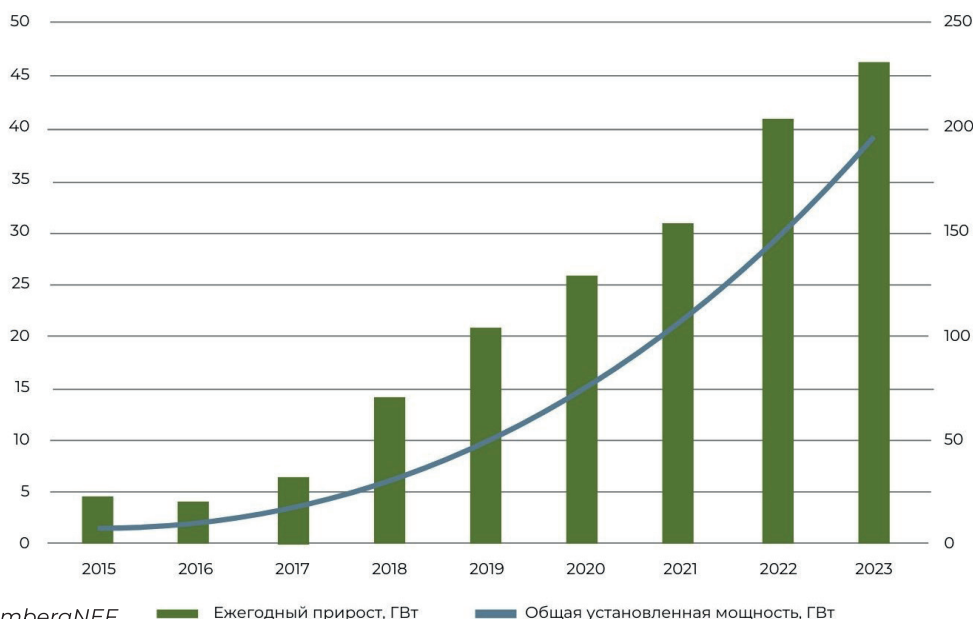
Согласно отчету BloombergNEF, корпорации публично объявили о 46 ГВт¹ соглашений о покупке солнечной и ветровой энергии (PPA²) в 2023 году, что на 12% больше, чем в предыдущем году.

В период с 2022 по 2023 год объемы корпоративных PPA в Европе выросли на 74% – до 15,4 ГВт. Это самый большой рост среди всех регионов.

BloombergNEF сообщил, что по мере того, как «проблемы с цепочками поставок смягчались, а газовые балансы нормализовались после энергетического кризиса в регионе в 2022 году, цены корпоративных PPA в регионе падали, часто быстрее, чем цены на электроэнергию».

Крупнейшим рынком для соглашений о закупках электроэнергии (PPA) остаются Соединенные Штаты. Там объем объявленных сделок составил 17,3 ГВт, однако в годовом исчислении объем снизился на 16% по сравнению с рекордными 20,6 ГВт, достигнутыми в 2022 году.

Диаграмма 4 – Объем глобального рынка корпоративных PPA



Источник: BloombergNEF

■ Ежегодный прирост, ГВт

— Общая установленная мощность, ГВт

¹BloombergNEF (BNEF) in its 1H 2024 Corporate Energy Market Outlook
²PPA – power purchased agreement / долгосрочный договор покупки электроэнергии

С целью продвижения возобновляемых источников энергии крупные корпорации и компании по всему миру объединились в инициативу RE100.

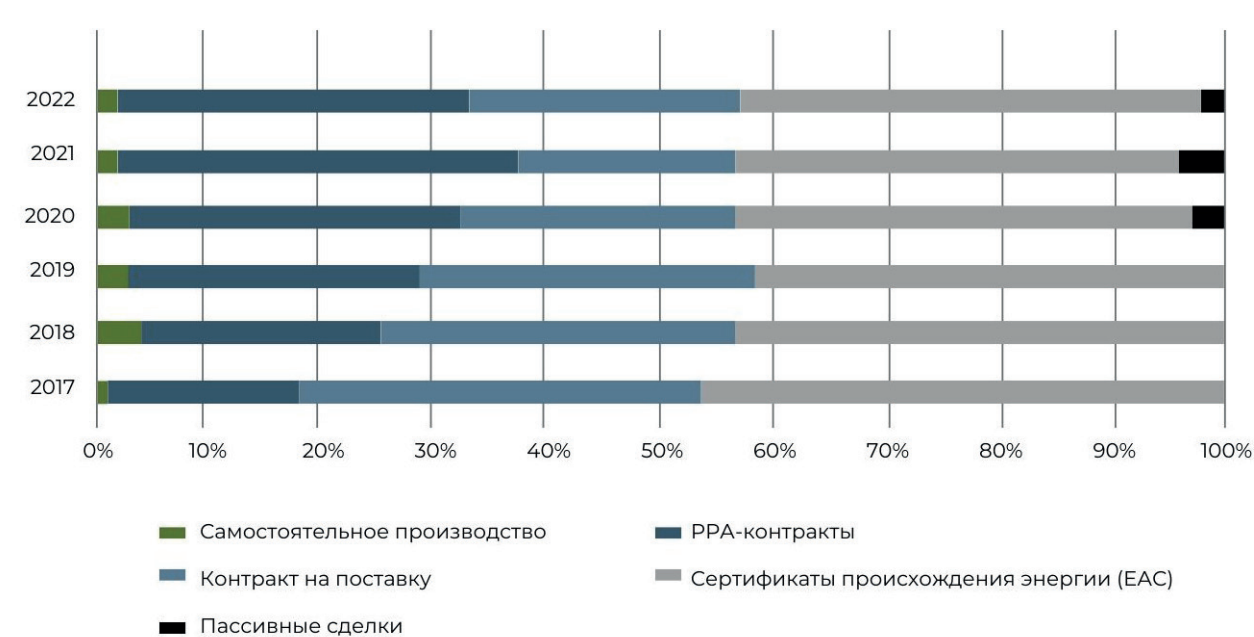
RE100 – это глобальная корпоративная инициатива по возобновляемым источникам энергии, объединяющая сотни крупных и амбициозных компаний, приверженных принципу 100%-ного использования возобновляемой энергии. Члены RE100 уже обеспечивают спрос на возобновляемую электроэнергию, достаточный для обеспечения электроэнергией страны среднего размера.

Инициатива RE100 объединяет более 420 круп-

сертификаты для обоснования заявлений о потреблении возобновляемой энергии и сокращения выбросов.

Amazon стала крупнейшим в мире корпоративным покупателем экологически чистой энергии четвертый год подряд. Она объявила о 8,8 ГВт РРА в 16 странах, включая 5,6 ГВт солнечных РРА. Портфель экологически чистой энергии компании составляет 33,6 ГВт, что больше по размеру, чем парки генерации электроэнергии на таких рынках, как Бельгия и Чили. За Amazon следует Meta, которая объявила о 3,1 ГВт РРА в солнечной энергетике.

Диаграмма 5 – Структура покупки электроэнергии ВИЭ компаниями



Источник: RE100 Annual disclosure report 2023

ных компаний, среди них – Apple, Airbnb, Samsung, Adobe и другие. На данный момент компании RE100 закупили 440 ТВт·ч экологически чистой электроэнергии и стремятся достичь 100%-ного безуглеродного потребления электроэнергии к 2040 году.

По итогам 2022 года 31% компаний RE100 покупали возобновляемую электрическую энергию через механизм двусторонних РРА-контрактов. Отчетность проводит различие между физическими и виртуальными РРА, а также между розничными и проектными контрактами с поставщиками электроэнергии.

Около 41% сделок по покупке электрической энергии членами инициативы RE100 осуществлялись посредством покупки Сертификатов происхождения энергии (Energy Attribute Certificate). Они обычно продаются сторонними розничными ритейлерами, которые физически не поставляют электричество. Однако во всех этих случаях покупатели ЕАС потребляют электроэнергию из сети и используют

По данным BloombergNEF, компаниям, нацеленным на 100%-ную экологически чистую энергию в рамках инициативы RE100, к 2030 году потребуется дополнительно 105 ГВт солнечной и ветровой энергии.

Согласно прогнозу Международного энергетического агентства, к 2030 году¹ корпоративные РРА станут вторым по значимости фактором развития ВИЭ после конкурентных аукционных торгов. На сегодня около 20% прироста мощностей ВИЭ в Испании, Италии, Польше, Швеции, Германии, Франции, Великобритании и Дании относятся к корпоративному сектору. Такие корпоративные РРА в странах Европы привлекательны главным образом потому, что они обеспечивают долгосрочную видимость цены на электроэнергию для крупных промышленных потребителей, стремящихся застраховаться от колебаний розничных тарифов.

Внедрению корпоративных РРА также способствует реформа рынка электроэнергии, прове-

денная в апреле 2024 года². Основные поправки, принятые Европарламентом, включают поощрение долгосрочных контрактов на поставку возобновляемой энергии, внедрению более чистых и гибких решений и повышению прозрачности рынка. Так, одним из нововведений являются двусторонние контракты на разницу цен (CFD) для новых инвестиций в производство низкоуглеродной энергии, где необходимо государственное финансирование. Это означает, что национальные власти согласовывают с производителями электроэнергии заранее определенные диапазоны цен на энергию. Это выгодно всем: производитель может быть уверен, что сможет продавать энергию по предсказуемой цене, одновременно обеспечивая своих потребителей необходимым объемом энергии. В тех областях, где двусторонние контракты на разницу неактуальны, поощряются соглашения о покупке электроэнергии (PPA). Они также имеют эффект создания долгосрочной стабильности.

Дополнительный спрос на корпоративные PPA ожидается со стороны действующих энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, сроки поддержки которых истекают в ближайшие годы.

Развитие корпоративных PPA-контрактов в Казахстане

В соответствии с законодательством Республики Казахстан закреплены следующие нормы:

1. Закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (подпункт 2 статьи 9 Закона) – «1. Энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии, вправе по своему усмотрению реализовывать производимую электрическую энергию по одному из следующих вариантов:

1) Единому закупщику электрической энергии по фиксированному тарифу, действующему на дату заключения договора купли-продажи между ней и расчетно-финансовым центром, либо по аукционной цене, определенной по итогам аукционных торгов, с учетом индексации, предусмотренной пунктом 2 статьи 8-1 настоящего Закона;

2) потребителям по договорным ценам согласно заключенным двусторонним договорам в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан об электроэнергетике».



Гибридный проект АО «НК «КазМунайГаз»

Первым примером реализации корпоративного PPA-контракта является гибридный проект АО «НК «КазМунайГаз» и итальянской энергетической компании Eni S.p.A. (Eni).

Гибридный проект предполагает комбинированную генерацию электроэнергии от возобновляемых источников энергии (ветер и солнце), разработанных дочерней компанией Eni Plenitude, а также газовую электростанцию для сбалансирования и стабилизации производства электроэнергии с использованием международного промышленного опыта Eni.

Мощность солнечной электростанции составит 50 МВт, ветряной – 77 МВт и газовой – 120 МВт. Гибридная электростанция обеспечит стабильную и надежную поставку электроэнергии дочерним компаниям КМГ в регионе, включая АО «Озенмунайгаз» и ТОО «КазГПЗ». Это позволит исключить риски аварийных остановок на производстве из-за частых перебоев с электроснабжением.

В целях реализации проекта АО «НК «КазМунайГаз» Министерство энергетики РК были разработано Правила формирования и ведения гибридных групп для нормативно-правового закрепления взаимоотношений между участниками проекта: энергопроизводящей организацией ВИЭ, администратором гибридной группы и потребителями гибридной группы, а также с балансирующим рынком электрической энергии. Так, согласно определению, гибридная группа – группа субъектов оптового рынка электрической энергии с совокупной долей использования возобновляемых источников энергии при производстве электрической энергии не менее 25%, находящихся в одном энергоузле и включенных в перечень гибридных групп в порядке, утвержденном уполномоченным органом. Администратор гибридной группы – юридическое лицо, входящее в гибридную группу, осуществляющее приобретение (покупку) электрической энергии у энергопроизводящих организаций, входящих в гибридную группу, с целью ее последующей реализации (продажи) потребителям внутри данной гибридной группы и (или) на балансирующем рынке электрической энергии, а также являющееся провайдером баланса для энергопроизводящих организаций и потребителей электрической энергии, входящих в гибридную группу. Потребитель гибридной группы – потребитель, являющийся субъектом оптового рынка электрической энергии и включенный в перечень гибридных групп.

Помимо этого, в соответствии с законодательством Республики Казахстан одним из механизмов поддержки реализации проектов ВИЭ является так называемый квалифицированный потребитель.

Квалифицированные потребители (КП) – лицо или группа лиц, в состав которой входят энергопроизводящие организации, использующие для производства электрической энергии ископаемое топливо, и (или) энергопроизводящие организации, владеющие на праве собственности или на ином законном основании действующими (введенными в эксплуатацию после 1 января 2018 года и не включенными уполномоченным органом в перечень энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии) объектами по использованию возобновляемых источников энергии и (или) действующими (введенными в эксплуатацию после 1 января 2021 года) объектами по использованию вторичных энергетических ресурсов, вырабатываемая электрическая энергия которых в полном объеме потребляется данным лицом или группой лиц либо реализуется Единому закупщику электрической энергии на централизованных торгах.

Исторически механизм квалифицированного потребителя предполагал, что такие организации ежемесячно оплачивают в РФЦ за объем электроэнергии, пропорциональный доле отпуска собственной электроэнергии в сеть, с сокращением от объемов ВИЭ в составе данного КП, и распределяют электроэнергию конечным потребителям, учитывая затраты в отпускном тарифе через сквозную надбавку.



Проект ВИЭ Kazakhmys – квалифицированный потребитель

По этому механизму в 2022 году в рамках стратегии Топливо-энергетического комплекса ТОО «Kazakhmys Holding (Казахмыс Холдинг)» был реализован 1-й этап строительства станции СЭС «Балхаш» мощностью 50 МВт. Группа «Казахмыс» – вертикально-интегрированный холдинг, ключевые активы которого сосредоточены в горнодобывающей отрасли и цветной металлургии. «Казахмыс» занимает 20-е место в мире по выпуску меди в концентрате (271 тысяча тонн) и 12-е место по производству черновой и катодной меди (377 и 365 тысяч тонн соответственно, с учетом давальческого сырья).

В 2020 году вклад Группы «Казахмыс» позволил Республике Казахстан расположиться на 11-м месте мирового рейтинга стран-производителей серебра (279 тонн, 51% от общего производства в стране). В состав ТОО «Kazakhmys Energy» (Казахмыс Энерджи) входят две станции – Жез-

казганская ТЭЦ и Балхашская ТЭЦ, обеспечивая тем самым производственные объекты «Казахмыса» и население городов Жезказган, Сатпаев, Балхаш, другие районы теплом и электрической энергией. СЭС «Балхаш» занимает площадь в 140 га, из них на 70 га смонтировано оборудование. Остальные 70 га подготовлены под строительство 2-го этапа 50 МВт. В объеме 1-го этапа для выработки мощности 50 МВт установлены 94 150 двусторонних фотоэлектрических модулей, восемь инверторно-трансформаторных станций, каждая мощностью 6250 кВт, подстанция 220/20 кВ, воздушная линия на 220 кВ протяженностью 2,5 км, произведено расширение действующей подстанции ПС 220/110/10 кВ «Конырат», принадлежащей ТОО «Kazakhmys Distribution». Солнечная электростанция 50 МВт рассчитана на выработку электроэнергии в объеме более 80 млн кВтч в год.

Однако в результате реформы рынка и ввода механизма Единого закупщика с 1 июля 2023 года механизм квалифицированного потребителя требует дальнейшего совершенствования в законодательном русле.



Проекты по ВИЭ компании Solidcore Resources Plc.

Другим проектом ВИЭ промышленного масштаба для собственных нужд предприятия, который реализуется вне аукционных торгов, является проект солнечных станций компании Solidcore Resources Plc. Так, проект предусматривает строительство двух солнечных электростанций общей установленной мощностью 39,6 МВт в Абайской и Костанайских областях в течение пяти лет. В качестве регулирующей мощности запланировано строительство одной газопоршневой маневренной станции установленной мощностью 40 МВт для покрытия нестабильной генерации солнечных станций. Общий объем инвестиций составит более 90 млн долларов.

Необходимо отметить, что сегодня существует ряд существенных барьеров, влияющих на дальнейшее развитие рынка двусторонних корпоративных контрактов ВИЭ.

Первое – невозможность продажи электроэнергии ВИЭ розничным потребителям по двусторонним контрактам.

После введения нового механизма «Единый закупщик» энергопроизводящая организация ВИЭ (в этом примере – малая ГЭС) не может быть поставщиком электрической энергии для субъектов розничного рынка. Это должна быть энергоснабжающая организация. В этой связи станциям ВИЭ необходимо заключить двусторонние договоры на продажу электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии.

В частности, ряд малых ГЭС: Тасоткельская ГЭС-1, Тасоткельская ГЭС-2 (ТОО «Компания А&Т энерго»); Каракыстакская ГЭС (ТОО «Жамбылские ГЭС»); Меркенская ГЭС-1, Меркенская ГЭС-2 (ТОО «Гидроэнергетическая компания»); Меркенская ГЭС-3 (ТОО «Ремкоммстрой»); Успенковская ГЭС (ТОО «Кайнар-АКБ»); Антоновская ГЭС (ТОО «Каскад Каратальских ГЭС»); ТОО «Аксу ГЭС»; Саркандская ГЭС (ТОО «Фирма «Тамерлан»); три станции – «Дархан», «Рысжан», «Кошкарата» (ТОО «Келесгидрострой»); ВЭС «Кордай» (ТОО «Изен су») после введения Единого закупщика не смогли продолжить осуществлять свои обязательства по поставкам электроэнергии розничным потребителям (население, санатории, дома отдыха, крестьянские хозяйства и т. д.), расположенным в отдаленных и труднодоступных местах.

Благодаря поправкам, принятым в июне 2024 года, была закреплена норма, обязывающая ЭСО выкупать электроэнергию у малых ГЭС в приоритетном порядке. В частности, энергоснабжающие организации в приоритетном порядке выкупают электрическую энергию у гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью не более 10 МВт, находящихся в зоне их обслуживания, введенных в эксплуатацию до 1 июля 2023 года и не имевших на 1 июля 2023 года заключенных с Единым закупщиком долгосрочных договоров купли-продажи электрической энергии согласно законодательству Республики Казахстан в области поддержки использования возобновляемых источников энергии, по предельному тарифу на электрическую энергию. При этом выкуп электрической энергии у этих гидроэлектростанций допускается на уровне установленной мощности на 1 июля 2023 года.

Второе – требования системного оператора по наличию балансирующих мощностей в рамках реализации двусторонних контрактов.

В соответствии с электросетевыми правилами (пункт 4 главы 2), схема выдачи мощности электростанции согласовывается системным оператором с соответствующей организацией (энергопередающей или энергопроизводящей), к электрическим сетям которой планируется подключение.

При этом системный оператор согласует схему выдачи мощности только при условии наличия регулировочных мощностей. Так, в случае намерения реализации проекта в рамках двусторонних договоров, без поддержки через ТОО «РФЦ», необходимым условием реализации этого проекта (учитывая дефицит регу-

лирующей мощности в ЕЭС Казахстана, в результате чего рост доли нестабильных объектов ВИЭ создает угрозу снижения надежности работы ЕЭС Казахстана) является предоставление от заявителя проекта регулировочной мощности с подключением к АРЧМ и заключением соответствующего договора с АО «КЕГОС» на оказание услуг по регулированию электрической мощности в ЕЭС Казахстана (проект соглашения прилагается). При этом в качестве регулировочной мощности должны быть представлены маневренные генерирующие мощности, в настоящее время не задействованные в балансе мощности ЕЭС Казахстана. В качестве альтернативного варианта возможно рассмотрение оснащения СЭС накопителем энергии мощностью 50% от установленной мощности СЭС и емкостью, достаточной для выдачи установленной мощности накопителя в течение четырех часов.

В этой связи в указанных выше примерах проектов возобновляемых источников энергии АО «НК «КазМунайГаз» и Solidcore Resources Plc было принято решение об использовании газовой генерации в качестве балансирующей мощности.

Необходимо отметить, что на текущий момент в стране нет примеров использования систем BESS, реализованных в связке с проектами ВИЭ в целях участия в регулировании дисбалансов. Причины тому – отсутствие опыта эксплуатации таких систем, высокие капитальные затраты на реализацию и операционные затраты, связанные с деградацией BESS и необходимостью поддержания мощности.

Третье – отсутствие нормативной базы для развития сегмента корпоративных PPA-контрактов.

Одним из инструментов развития рынка ВИЭ является сегмент корпоративных PPA-контрактов, когда промышленные предприятия для снижения своего углеродного следа заключают прямой контракт с генератором ВИЭ по покупке «зеленой» электроэнергии. На сегодня в рамках реализации стратегии достижения углеродной нейтральности большинство компаний промышленного сектора приняли на корпоративном уровне стратегии, направленные на декарбонизацию производственных процессов. Но из-за отсутствия регулирования сегмента корпоративных PPA-контрактов и необходимости разработки соответствующих подзаконных актов существующая норма закона ВИЭ остается неработающей, что приводит к тому, что развитие корпоративных договоров купли-продажи электроэнергии ВИЭ не развивается должным образом.

В целях недопущения такого сценария, а также достижения стратегических целей по углеродной нейтральности необходимо предусмотреть гибкий подход к развитию ВИЭ в стране путем совместной с Правительством РК и рынком ВИЭ разработки и утверждения Правил реализации корпоративных PPA-контрактов ВИЭ.

Таблица 1 - Сравнение схем реализации проектов ВИЭ

	ВИЭ имеющие РРА с ТОО «РФЦ по ВИЭ»	Двухсторонние договоры ВИЭ
Правила регулирующие развитие сегмента рынка ВИЭ	Нормы закреплены в законода- тельстве и НПА по ВИЭ	Отсутствуют
Освобождение от оплаты за транс- портировку электроэнергии	Есть	Отсутствуют*
Приоритетная диспетчеризация	Есть	Отсутствуют
Условия законодательства по РРА	Гарантированная покупка электро- энергии в течение 20 лет	не вправе переходить на реализацию производимой энергии ТОО «РФЦ по ВИЭ»
Требования СО по наличию регули- руемой мощности	Отсутствуют	Строительство регулируе- мой мощности или исполь- зование накопителей
Участие на БРЭ в режиме реального времени	Разработаны НПА	Условия работы отсутствуют

Источник: Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green»

**Четвертое – необходимо совершенствование
механизма квалифицированного потребителя**

Компании, реализующие проекты ВИЭ посред-
ством механизма КП, отмечают следующие проблемы.

Во-первых, после ввода Единого закупщика в за-
конодательстве возникли понятийные разночтения.
Так, в соответствии со статьей 165 Предприни-
мательского кодекса РК энергопроизводящие орга-
низации, использующие ВИЭ и функционирующие
в рамках КП, определяются в группу лиц. Вместе
с тем в соответствии со статьей 15-5 Закона РК «Об
электроэнергетике» группа лиц включается упол-
номоченным органом в Реестр групп лиц по созда-
нию электрической мощности. Однако, к примеру,
имеют место случаи выхода из реестра группы лиц
энергопроизводящих организаций на традицион-
ном топливе, входящих в состав квалифицирован-
ного потребителя. Таким образом, с точки зрения
понятийного аппарата Закона РК «Об электроэ-
нергетике» такие проекты перестают соответство-
вать критериям отнесения к квалифицированным
потребителям, хотя в соответствии с Предприни-
мательским кодексом РК являются ими, поскольку
соответствуют критериям отнесения к «группе лиц».
Таким образом, исключение из Реестра группы лиц
по созданию электрической мощности по Закону РК
«Об электроэнергетике» не должно быть критерием
исключения группы лиц из механизма квалифици-
рованного потребителя.

Во-вторых, потребителю в механизме КП фактиче-
ски приходится покупать электрическую энергию как
у Единого закупщика, так и у ЭПО по ВИЭ, входящей
с ней в одну группу лиц. Принимая во внимание,
что в приобретаемой у Единого закупщика электри-
ческой энергии есть доля электрической энергии
ВИЭ, получается, что потребитель в механизме КУП

приобретает двойной объем электрической энергии
ВИЭ, который на сегодня не сальдируется.

На основании вышеизложенного, считаем, что
ввиду того, что в законодательных актах имеется
возможность реализации электрической энергии
внутри группы лиц, следует привести в полное
соответствие сопутствующие законодательные акты
для исключения дальнейший разночтений и фор-
мирования твердой нормативно-правовой базы для
реализации проектов ВИЭ через механизм квали-
фицированных потребителей.

В этих целях необходимы следующие шаги:

1. Рассмотреть нормы в законодательстве, при
которых потребители в составе группы лиц могли
бы приобретать электрическую энергию и у Единого
закупщика, и у ЭПО по ВИЭ по принципу квалифи-
цированного потребителя и снижать объемы затрат
на электроэнергию ВИЭ от Единого закупщика за
счет покупки такой электроэнергии у ЭПО по ВИЭ,
входящих с ним в одну группу лиц.

2. Рассмотреть введение механизма перерасчета
(сальдирования) покупки электроэнергии для тех
организаций, которые реализовали проекты ВИЭ
по механизму квалифицированного потребителя /
перераспределения долей затрат на поддержку ис-
пользования возобновляемых источников энергии
на потребителей в группе лиц.

3. Привести в соответствие понятия «группы лиц»
(Предпринимательский кодекс РК), «реестр группы
лиц» (Закон РК «Об электроэнергетике»), «квали-
фицированный условный потребитель» (Правил
формирования плана размещения объектов по ис-
пользованию возобновляемых источников энергии)
в нормативно-правовом поле.

Таким образом, развитие сектора корпоратив-
ных РРА-контрактов может не только содействовать



развитию ВИЭ в стране, но и работать на повышение конкурентоспособности предприятий, снижение углеродного следа в промышленности, а также быть драйвером развития систем накопления энергии BESS как в промышленном масштабе, так и систем аккумулирования «за счетчиком».

1.3.2. Потенциал развития распределенной генерации ВИЭ

В настоящее время в мире происходят процессы трансформации энергосистем от централизованных к более децентрализованной генерации. В связи с этим в последнее десятилетие во многих странах мира – в Германии, Испании, Великобритании, Дании, Италии, США, Китае и других – получил развитие тренд на распределенную генерацию. Переход на распределенную генерацию в этих странах имеет государственную поддержку, что приводит к устойчивому территориальному развитию, обеспечивает энергетическую безопасность и позволяет решать экологические проблемы.

В 2023 году Китай стал мировым лидером сегмента распределенной солнечной энергетики с общей установленной мощностью 225 ГВт, за ним следуют Германия (~51 ГВт) и США (47 ГВт)⁵. Ключевыми факторами, ускорившими развитие крышных фотовольтаических систем в ведущих экономиках, стали политическая и нормативная поддержка, разнообразные и целевые финансовые механизмы, инновационные бизнес-модели, а также технологические достижения, ведущие к снижению стоимости солнечных модулей. Такие страны, как США, Италия, Китай и Япония, успешно внедрили схемы Feed-in-Tariffs с помощью поэтапного подхода, постепенно снижая ставку FiT, при этом обеспечивая сохранение высокого спроса на рынке в сегменте распределенных фотоэлектрических систем.

Кроме этого, некоторые страны развернули инклюзивные программы для использования потенциала «крышных» фотовольтаических систем по категориям потребителей. Например, Программа солнечной энергии для борьбы с нищетой (SEPAF) в Китае, Программа развития социальных возобновляемых источников энергии (PERS) в Бразилии и PM Surya Ghar: Muft Bijli Yojana в Индии. В США поддерж-

ка осуществляется через предоставление налоговых льгот. Одной из последних инициатив в Германии стала «Балконная солнечная схема», которая обеспечила ввод 250 МВт мощностей к марту 2024 года.

Системы BESS «за счетчиком» все чаще используются в странах с формирующимся рынком и в развивающихся странах для обеспечения хранения в мини-сетях и автономных солнечных системах, которые доставляют электроэнергию для объектов без доступа к сети, или обеспечения резервного питания для компенсации ненадежности сети. Согласно прогнозам Международного энергетического агентства, это направление использования систем BESS будет расти по мере дальнейшего тренда на электрификацию.

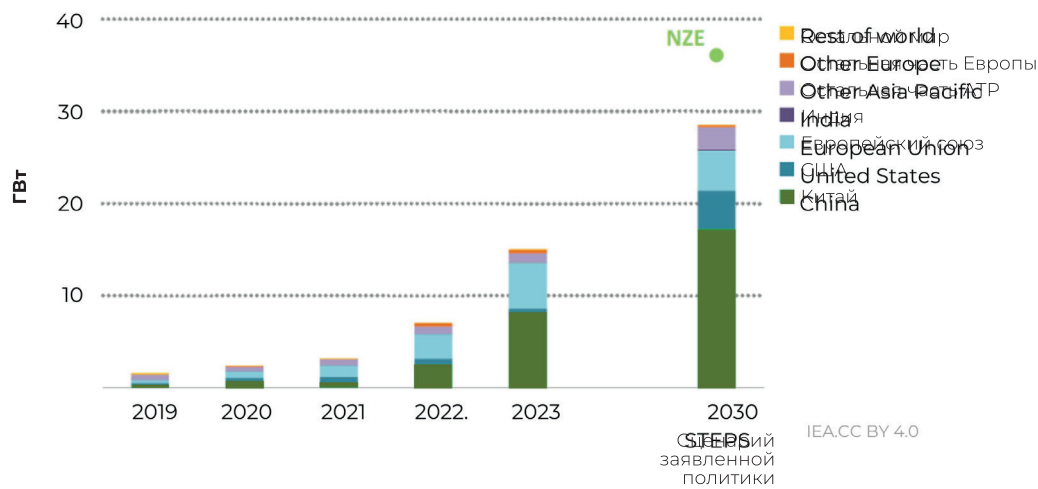
Однако в некоторых странах проникновение таких систем BESS «за счетчиком» настолько велико, что синхронный их отказ может привести даже к полному отключению электроэнергии и блэкауту. Поэтому необходимо внедрение соответствующей системы мониторинга за растущей установленной мощностью, систем BESS «за счетчиком», чтобы предотвратить проблемы, уже наблюдаемые в других странах.

По мнению экспертов Международного энергетического агентства, поскольку именно солнечная энергетика будет играть решающую роль в достижении поставленных на COP 28 целей по утроению мощностей ВИЭ к 2030 году, системы BESS «за счетчиком» будут играть важную роль в энергопереходе. В этой связи развитие систем BESS «за счетчиком» напрямую связано с процессами развития распределенной генерацией ВИЭ.

В ближайшее десятилетие прогнозируется рост таких систем на уровне промышленных потребителей и домохозяйств до 30 ГВт. Лидером тренда остается Китай, где основным драйвером является коммерческий и промышленный сектор, который устанавливает системы BESS «за счетчиком», чтобы получить выгоды от разницы тарифов на электроэнергию по времени суток. Кроме этого, в некоторых регионах Китая есть требования по оснащению PV-установок системами BESS. И рост с 8 ГВт (2023 год) до 17 ГВт (2030 год) систем BESS «за счетчиком» обусловлен именно этими факторами.

⁵ Global Perspectives on Rooftop Solar Energy: A Deep Dive on How Leading Economies Advance Rooftop Solar Energy Adoption, CEEW, 2024

Диаграмма 6 – Прогноз мирового прироста систем BESS «за счетчиком» до 2030 года



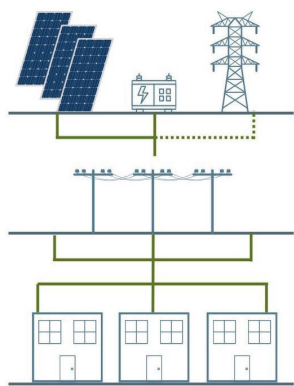
Источник: Международное энергетическое агентство, 2024 год

Доля крышных PV-установок в паре с системами BESS в Германии сегодня приближается к 80%. Этот тренд поддерживается прогнозируемым ростом тарифов на электроэнергию для домохозяйств и снижением стоимости оборудования систем BESS.

В США прогнозируется рост систем BESS «за счетчиком» с 1 ГВт (2023 год) до 4 ГВт (2030 год), преимущественно в южных штатах – в Калифорнии, Флори-

де, Техасе. Это связано с дальнейшими планами по развитию солнечной энергетики.

В свете развития распределенной генерации Международное энергетическое агентство видит перспективы применения систем BESS «за счетчиком», классифицируя потенциальные схемы их применения следующим образом.

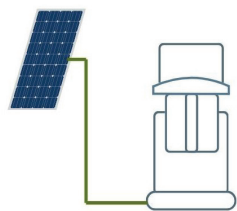


Мини-сети

Генерация: 1 кВт – 1 МВт МВт·ч
BESS: 1 кВт·ч – 1 МВт·ч

Время работы: 90%+

Мини-сеть представляет собой совокупность электрических нагрузок и одного или нескольких источников энергии, работающих как единая система. Они обычно сочетают в себе генерацию от фотовольтаики с системами хранения энергии и имеют дизельный генератор в качестве резервной мощности. Такие сети могут быть подключены к общей сети. Системы BESS обеспечивают баланс энергоснабжения и спроса, особенно в часы пикового спроса, в основном от домохозяйств.

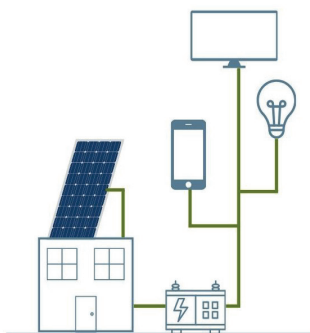


Солнечное освещение и фонари

Генерация: <10 Вт
BESS: до 10с Вт·ч
Время работы: несколько часов в день

Небольшие солнечные панели и батареи используются для обеспечение базовой потребности в освещении в темное время суток.

Крышные установки домохозяйств или бизнеса



Генерация: 10 Вт – 1 кВт
 BESS: 0,2 – 5 кВт·ч
 Время работы: 90%+

Солнечная энергетическая система на крыше, или фотоэлектрическая система на крыше, представляет собой фотоэлектрическую систему, в которой солнечные панели, генерирующие электроэнергию, установлены на крыше жилого или коммерческого здания или сооружения. В зависимости от потребления электроэнергии определяется мощность установки. Фотоэлектрические системы на крыше жилых зданий обычно имеют мощность около 5–20 киловатт (кВт), в то время как мощность тех, которые монтируются на коммерческих зданиях, часто варьируется от 100 киловатт до 1 мегаватта (МВт). В качестве гибридной установки BESS используются для бесперебойного энергоснабжения.

Эти системы не квалифицируются в качестве энергоисточника, но учитываются с точки зрения значительного количества батарей в таких системах.

Согласно данным Международного энергетического агентства, сегодня гибридные автономные системы (фотоэлектрические системы на крышах + системы BESS) распределенной генерации используются в тех случаях, когда объекты расположены удаленно от электрических сетей, чье расширение обходится очень дорого и требует длительных сроков для выполнения работ. Батареи играют ключевую роль в этих системах, превращая выработку возобновляемых источников энергии в надежный источник энергии. Ожидается, что внедрение систем BESS для доступа к энергии ускорится, поскольку прогрессирует тренд на снижение стоимости систем аккумулирования энергии, что делает их более доступными.

Даже в тех регионах, где существует доступ к энергосистеме, надежность и качество поставок могут стать серьезной проблемой. В этом контексте многие домохозяйства и предприятия, имеющие доступ к сети, нуждаются в резервном энергоснабжении. Снижение стоимости солнечных фотоэлектрических систем и батарей, а также рост моделей PayGo⁶ побуждают многих заменять резервную дизельную генерацию автономными солнечными системами.

В то время как автономные и децентрализованные системы могут питаться от различных источников, прогнозируется, что солнечная энергия останется доминирующей. Выделяют два основных типа, различающихся по масштабу нагрузки и количеству потребителей: мини-сети и автономные солнечные системы. Автономные системы подразделяются на

солнечные домашние установки и солнечные системы освещения.

Мини-сети могут обеспечивать электроэнергией целые деревни и города, включая множество домохозяйств и производственных предприятий. Они могут быть полностью независимыми от сети или подключенными к ней. Встроенные BESS в эти системы имеют масштабы от десятков до тысяч кВт·ч и обеспечивают доступ к электроэнергии в вечернее и ночное время. Сегодня солнечные мини-сети с предполагаемым совокупным объемом батарей более 1,1 ГВт·ч обеспечивают электроэнергией около 20 миллионов человек в мире.

Автономные солнечные системы обеспечивают питание отдельных домохозяйств или предприятий, а также диапазон от небольших солнечных фонарей и систем мульти-осветительного оборудования до более крупных домашних солнечных систем. Солнечные системы освещения обеспечивают только ночное освещение и не являются самостоятельными источниками энергии в соответствии с определением МЭА. В 2022 году эти более мелкие системы, включающие в себя небольшие индивидуальные аккумуляторы для смартфонов, в совокупности имели общую мощность 0,4 ГВт·ч для около 67 миллионов единиц.

Крышные установки для домохозяйств / бизнеса включают в себя аккумуляторную батарею емкостью от 20 Вт·ч до нескольких кВт·ч, соответствуют определению источника электроэнергии по МЭА и могут питать некоторые бытовые приборы в дополнение к освещению. По оценкам, в 2022 году общая емкость аккумуляторов для домашних крышных установок составляла более 3,8 ГВт·ч. Это обеспечило около 19 миллионов домохозяйств базовым энергоснабжением и резервными услугами.

⁶ Такие методы финансирования позволяют пользователям платить за энергию еженедельными платежами или другими периодическими платежами. Это устраняет барьер необходимости оплаты первоначальных затрат на доступ к энергии, позволяя потребителям постепенно осуществлять платежи вместо единовременной оплаты за всю систему.

Солнечные домашние системы и системы солнечного освещения оснащены стандартными решениями по системам BESS в виде «коробочных» решений. С другой стороны, аккумуляторные системы для мини-сетей часто изготавливаются на заказ, а их размер зависит от предварительных исследований по оценке спроса. Выбор химического состава батарей может также варьироваться и существенно зависит от типа системы и географического положения, а также от затрат, стоимости услуг по обслуживанию, опыта разработчиков и характера ожидаемого спроса.

Однако, согласно оценкам Международного энергетического агентства, снижение цен на системы BESS не обязательно в быстрой мере повлияет на рост автономных солнечных установок. Ожидание дальнейшего снижения цен, наоборот, может подстегнуть инвесторов отложить запланированные автономные проекты. В этой связи стимулом могут стать меры государственной поддержки, к примеру, такие, как освобождение от ввозных пошлин на импорт, или меры поддержки на развитие производства систем BESS на местном уровне.

Выход из строя систем BESS по-прежнему остается одной из актуальных проблем для таких систем. Пока срок службы других компонентов исчисляется десятилетиями (к примеру, фотовольтаических модулей), многие мини-сети испытывают неожиданный выход из строя батареи менее чем за пять лет. Причинами этих сбоев могут быть неисправности, низкое качество компонентов, плохие условия эксплуатации и неудовлетворительное техническое обслуживание. Причиной преждевременного выхода из строя системы BESS может быть и стремление инвестора к быстрому возмещению понесенных капитальных затрат вместо более длительного периода амортизации. В свою очередь, эта проблема порождает необходимость выстраивать политику по утилизации отработанного оборудования. Для систем BESS, использующих новые химические технологии, рекомендуется проводить больше полевых испытаний для дальнейших решений по возможности их применения в автономных системах.

Развитие распределенной генерации в Казахстане

В рамках реализации проекта ПРООН-ГЭФ «Снижение рисков инвестирования в ВИЭ» была проведена оценка внедрения распределенной генерации ВИЭ малой мощности на примере Туркестанской области и Шымкента⁷. По итогам исследования сделан вывод о том, что реализация даже 5-10% от потенциала домашних хозяйств в целом по Казахстану в части производимой электроэнергии будет эквивалента

сооружению крупной традиционной станции мощностью 0,5-1 ГВт, а с точки зрения снижения потерь электроэнергии, повышения надежности электроснабжения, производимого социально-экономического эффекта (оптимизация затрат, развитие МСБ, создание рабочих мест с добавленной стоимостью) окажет еще более ощутимый эффект.

Также в исследовании был отмечен положительный эффект от внедрения распределенной генерации на снижение загрузки перегруженных электросетевых объектов, на снижение потерь, стабилизацию уровней напряжения и устойчивости нагрузочных узлов в распределительных сетях, что может достигаться без существенных дополнительных капиталовложений со стороны электросетевых компаний.

Поскольку для территории Казахстана характерны большие расстояния: с юга на север – 1700 км, с запада на восток – 3000 км, развитие распределенной генерации будет различаться по регионам. Так, в южном регионе (четыре области – Алматинской, Жамбылской, Туркестанской и Кызылординской) – солнечная и возможно развитие малых ГЭС в Алматинской области, в северных областях (Акмолинской и Актюбинской) – ветровые установки и т. д. Чтобы определить развитие распределенной генерации по типу технологий ВИЭ, необходимо выполнить детальные исследования по регионам Казахстана.

Эксперты отмечают, что массовый ввод распределенной генерации приводит к изменениям показателей работы электросетевых компаний: к разгрузке сетей и к более неравномерному суточному графику нагрузки (без накопителей электроэнергии и действенных механизмов управления спросом). В таком случае у региональных электросетевых компаний возникают другие вызовы: снижение объемов оказываемых услуг, необходимость принимать активное участие в снижении дисбалансов через управление спросом и генерацией, введение стимулирующих мер (в виде дифференцированных тарифов и др.) и недопущение снижения качества силовой электроники, используемой на ВИЭ, за счет повышения стандартов качества.

Эти изменения будут происходить не в краткосрочной, а долгосрочной перспективе, однако уже сегодня необходимо готовиться к изменению структуры взаимоотношений. Развитие распределенной генерации существенно повлияет и на субъектов, и на объекты отрасли, так как энергосистема представляет собой взаимосвязанную деятельность всех сторон, включая потребителей, электросетевые компании, системного оператора, энергопроизводящие организации.

⁷ Разработка технико-экономического исследования по присоединению ВИЭ малой мощности к электрической сети. Оценка внедрения распределенной генерации ВИЭ малой мощности, ТОО «Energy System Researches», 2020

В течение нескольких лет маломасштабные проекты ВИЭ, которые в основном представлены крышным солнечными установками, развивались в Казахстане преимущественно на юге страны. Этому способствовали высокие тарифы на электрическую энергию для конечных пользователей. С учетом удешевления технологий ВИЭ в основном средний бизнес устанавливал PV-панели для экономии потребления энергии из сети.

В июне 2024 года были приняты поправки в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». Согласно этим поправкам принят ряд нововведений.

Во-первых, принято определение понятия «маломасштабный проект ВИЭ». Согласно законодательству, маломасштабный объект по использованию возобновляемых источников энергии – это технические устройства общей установленной мощностью до 200 кВт (включительно), предназначенные для производства электрической и (или) тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, и взаимосвязанные с ними сооружения и инфраструктура, технологически необходимые для эксплуатации маломасштабного объекта. Таким образом, установленная мощность маломасштабных ВИЭ была увеличена со 100 кВт до 200 кВт.

Во-вторых, основные механизмы поддержки реализации маломасштабных проектов предполагают применение системы чистого измерения⁸ и продажи излишков выработки в сеть по повышенному тарифу.

Так, к примеру, физическое лицо, являющееся нетто-потребителем электрической энергии, вправе не регистрироваться в качестве индивидуального предпринимателя в связи с осуществлением деятельности по выработке электрической энергии и (или) тепловой энергии или продаже электрической энергии, произведенной маломасштабным объектом по использованию возобновляемых источников энергии. Нетто-потребитель оплачивает обслуживающей его энергоснабжающей организации по ее действующему тарифу потребленный им за расчетный период из электрической сети объем электрической энергии за вычетом объема, поставленного им в электрическую сеть за тот же период.

В части продажи излишков выработанной электрической энергии в случае превышения объема электрической энергии, поставленной нетто-потребителем за расчетный период в электрическую сеть, над объемом электрической энергии, потребленной им за тот же период из электрической сети, обслуживающая энергоснабжающая организация оплачивает нетто-потребителю вышеуказанный объем превышения по его предельной цене (без диффе-

ренциации по группам потребителей).

С учетом того, что тарифы для конечных потребителей дифференцируются на тарифы для физических лиц, юридических и бюджетных организаций, предельный тариф без дифференции предполагает применение повышенного средневзвешенного тарифа, который различается по регионам и энергоснабжающим компаниям.

В-третьих, в законодательстве прописаны нормы, облегчающие процесс подключения маломасштабных ВИЭ к сети.

К примеру, зафиксированы обязательства ЭСО по подключению маломасштабных ВИЭ. Так, энергоснабжающая организация обязана заключить с нетто-потребителем типовой договор купли-продажи электрической энергии при подключении его к сетям энергопередающей организации в качестве потребителя. Кроме этого, энергопередающая организация обязана обеспечить беспрепятственное подключение нетто-потребителя к электрической сети энергопередающей организации в точке, находящейся с его стороны до раздела границ маломасштабного объекта, принадлежащего нетто-потребителю.

В целях реализации этих положений Министерство энергетики РК разработало Правила купли-продажи электрической энергии у нетто-потребителей.

Среди ключевых вызовов и мер по дальнейшему развитию распределенной генерации в Казахстане можно выделить следующие направления.

Первое. Необходимо организовать информационно-разъяснительную работу с населением и бизнесом по преимуществам внедрения маломасштабных ВИЭ. Население и бизнес страны, не имея опыта реализации проектов ВИЭ, практически лишены возможности получать квалифицированную информацию о возможностях развития маломасштабных проектов ВИЭ. Кроме этого, актуальным является и вопрос мониторинга развития маломасштабных ВИЭ в масштабе страны.

Второе. В целях снижения нагрузок в сети, особенно в пиковые утренние и вечерние часы, возможно рассмотреть вопрос стимулирования развития систем BESS «за счетчиком» на уровне домохозяйств и бизнеса. С одной стороны, это позволит иметь определенный резерв мощности в региональном срезе, а также позволит предприятиям иметь резервы на случай внеплановых отключений. Мерами, стимулирующими такое развитие, могут быть применение дифференцированных тарифов по времени суток, запуск программ управления спросом, стимулирование развития мини-сетей в качестве агрегаторов генерации и спроса.

⁸ Система чистого измерения (англ. Net energy metering, net metering) – политика в области электроснабжения, применяемая к владельцам небольших возобновляемых источников энергии (ветровая, солнечная, топливные ячейки) или электромобилей, использующих концепцию V2G (Vehicle-to-grid). Под «чистым» в данном контексте понимается «то, что остается после вычета». Данное значение определяется как разница между потребленным электричеством и электричеством, отданным в сеть.

1.3.3. Развитие гидроэнергетического потенциала

Особенности гидроэнергетики Казахстана

Основные гидроэнергетические ресурсы Казахстана сосредоточены в следующих трех регионах:

бассейн реки Иртыш с крупными гидроэлектростанциями (Бухтарма, Шульбинск, Усть-Каменогорск);

бассейн реки Или (Капшагай, Мойнак);

бассейны рек Сырдарья, Талас и Чу (Шардара).

В целом водные ресурсы страны распределены непропорционально и характеризуются значительной сезонной динамикой. К примеру, бассейны рек Балхаш-Алакольского и Иртышского бассейнов в восточных и северо-восточных регионах составляют почти 75% поверхностных водных ресурсов, генерируемых внутри страны, в то время как в западных и юго-западных регионах наблюдается значительный дефицит пресной воды.

К основным особенностям гидроэнергетики Казахстана следует отнести низкую располагаемую мощность в зимний период, зависимость от водотока рек, на которых расположены крупные ГЭС Казахстана, и его регулирование соседними странами, на территории которых находится исток этих рек. Схожие ограничения по водотоку либо по водохранилищу существуют и для новых ГЭС, потенциальные площадки для которых расположены в труднодоступных местах.

Крупные ГЭС Казахстана территориально сконцентрированы в восточном, юго-восточном и южном регионах страны. На долю выработки электроэнергии действующими крупными и средними ГЭС приходится 90% от всех действующих ГЭС, при этом они используют около одной трети экономического потенциала гидроэнергии страны.

В то же время более 90% всех рек Казахстана являются малыми, что делает экономически целесообразным развитие малых ГЭС. Всего в стране насчитывается 2174 реки. При этом 1889 реки (86,9%) имеют длину от 10 до 50 км, от 50 до 100 км – 130 рек (6%), более 100 км – 155 рек (7,1%).

Общая установленная мощность малых ГЭС на конец 2023 года составила 269,6 МВт, генерация за 2023 год – 993,87 млн кВт·ч. Основные регионы развития малой гидроэнергетики Казахстана – Туркестанская, Жамбылская и Алматинская области.

Водные ресурсы страны

Согласно данным Концепции развития системы управления водными ресурсами Республики Казахстан на 2024–2030 годы, по гидрографическому принципу территория страны поделена на восемь водохозяйственных бассейнов: Арало-Сырдарьин-

ский, Балхаш-Алакольский, Ертисский, Есильский, Жайык-Каспийский, Нура-Сарысуский, Тобыл-Торгайский и Шу-Таласский⁹.

Основной объем водных ресурсов обеспечивают поверхностные воды в среднемноголетнем объеме 106 км³, из них 55,7% формируется на территории страны, остальные 44,3% – благодаря притоку трансграничных рек из Китая, Узбекистана, России и Кыргызстана, что значительно увеличивает значимость урегулирования трансграничных перетоков для решения существующих и потенциальных водных проблем страны.

На 1 марта 2023 года среднемноголетний речной сток на территории Казахстана уменьшился на 12,5 км³ по сравнению с 1960 годом, из них 9,0 км³, или 72% от всего объема сокращения, приходится на долю местных рек, а на долю трансграничных рек – 3,5 км³, или 28%. Сокращение стока местных рек произошло во всех бассейнах, кроме Балхаш-Алакольского и Тобыл-Торгайского.

Водные ресурсы по территории страны распределены неравномерно, поэтому ситуация с обеспеченностью ресурсами поверхностных вод по отдельным регионам республики существенно различается.

Наиболее обеспечены собственными ресурсами поверхностных вод юго-восточный и восточный регионы страны (Ертисский и Балхаш-Алакольский водохозяйственные бассейны). Наименее обеспечен центральный регион (Нура-Сарысуский водохозяйственный бассейн).

Наиболее зависимыми от притока воды с территорий сопредельных стран являются южный, юго-восточный и западный регионы страны (Арало-Сырдарьинский, Балхаш-Алакольский, Шу-Таласский и Жайык-Каспийский водохозяйственные бассейны).

Для Казахстана водные ресурсы – один из главных факторов, определяющих устойчивое социально-экономическое развитие. Поверхностные водные ресурсы по территории республики распределены неравномерно и характеризуются значительной многолетней и внутригодовой динамикой. В силу климатических особенностей страны почти весь сток поверхностных источников приходится на весенний период. Это в совокупности с зависимостью от трансграничных источников водоснабжения обуславливает неравномерную обеспеченность водными ресурсами регионов. Практически на всей территории страны имеет место напряженная водохозяйственная обстановка, вызванная не только недостатком водных ресурсов и загрязнением водных источников, которое достигло наибольшего уровня в период экономического роста, но и нерациональ-

⁹ Концепция развития системы управления водными ресурсами Республики Казахстан на 2024–2030 годы

ным использованием водохозяйственной системы, неэффективным управлением ею.

По оценкам экспертов, водные ресурсы страны используются для следующих целей:

- 66% общего забора воды в Казахстане (из рек Сырдарья, Или, Чу, Талас и Иртыш) используется для ведения сельского хозяйства;
- 30% потребляется объектами промышленности;
- 4% идет на водоснабжение населения.

Обновление региональной водной стратегии и усиление мер по сохранению ресурсного потенциала речной системы и ее экологической безопасности на сегодня являются одними из основных задач в сфере управления водными ресурсами.

Роль гидроэнергетики в структуре рынка энергетики Казахстана

Общий гидроэнергетический потенциал Казахстана составляет 170 млрд кВт·ч в год, при этом 62 млрд кВт·ч составляет его технический потенциал, из которых 30 млрд кВт·ч в год экономически целесообразны для использования. Тем не менее Казахстан вырабатывает в среднем порядка 9 млрд кВт·ч в год, что говорит о недостаточном использовании гидроэнергоресурсов страны.

Гидроэлектростанции, установленные как в советский, так и в постсоветский периоды, играют важную роль в энергетическом балансе Казахстана. Валовое производство электроэнергии на гидроэлектростанциях в Казахстане увеличилось с 7,3 млрд кВт·ч в 1990 году до 9,4 млрд кВт·ч в 2019 году.

Однако за последние четыре года доля электроэнергии, произведенной крупными ГЭС, имеет тенденцию к снижению. В 2019 году на долю ГЭС приходилось 9,97 млрд кВт·ч произведенной электроэнергии, тогда как в 2022 году этот показатель

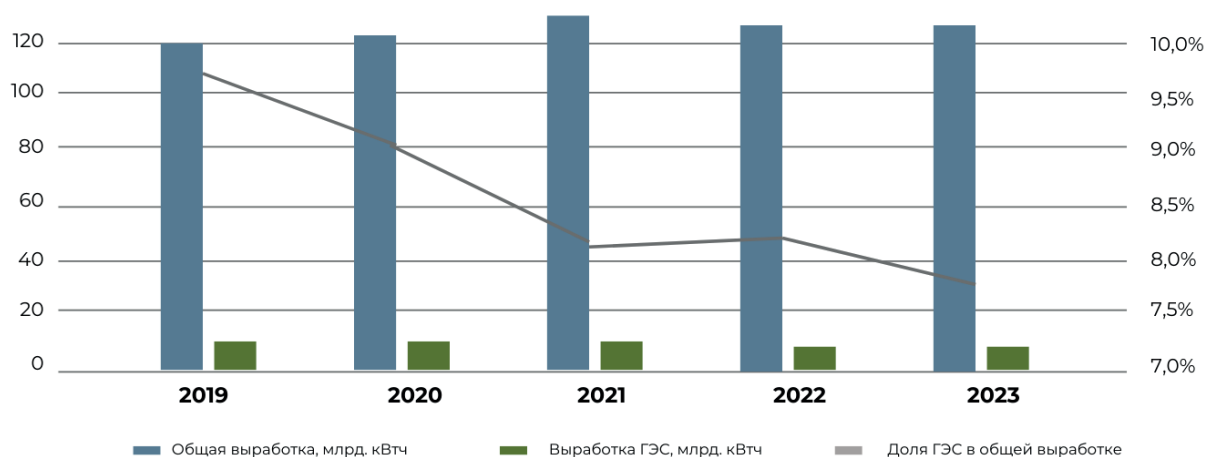
снизился до 9,14 млрд кВт·ч. Производство электроэнергии на ГЭС Казахстана в 2023 году в сравнении с аналогичным периодом 2022 года уменьшилась на 436,9 млн кВт·ч (4,8%). Режим работы ГЭС Казахстана определялся водохозяйственным балансом и гидрологической обстановкой. Доля ГЭС в общем производстве электроэнергии снизилась с 9,4% в 2019 году до 7,8% в 2023 году соответственно.

Снижение генерации на гидроэлектростанциях Казахстана в основном обусловлено пониженным расходом воды на ГЭС, включая Иртышский каскад ГЭС и гидроэлектростанции Алматинской области.

Вместе с газотурбинными электростанциями ГЭС страны рассматриваются в качестве основного источника маневренных мощностей, помогающих покрыть скачки потребления в пиковые часы и балансировать нестабильную электроэнергию, вырабатываемую ВИЭ. Тем не менее маневренных источников энергии на сегодня в Казахстане недостаточно, что приводит к дисбалансу энергетической системы во время пиковых нагрузок. Так, в отдельные часы пиковых нагрузок (с 18:00 по 21:00) регулирующая мощность закупается в Центральной Азии и России. Внедрение систем BESS способно внести важный вклад в решение этой проблемы.

При этом в настоящее время среди действующих крупных ГЭС Казахстана полноценные возможности использования располагаемой по напору мощности для покрытия пиковой части суточных графиков нагрузки Единой энергосистемы Казахстана имеет только Бухтарминская ГЭС. Усть-Каменогорская ГЭС служит контррегулятором Бухтарминской ГЭС, используется для выравнивания ее неравномерных внутрисуточных попусков и не предназначена для работы в неравномерном суточном режиме. На Шульбинской ГЭС существуют ограничения, свя-

Диаграмма 7 – Сравнение общей генерации электроэнергии и генерации ГЭС, в млрд кВт·ч



Источник: годовые отчеты АО «KEGOC» и данные Министерства энергетики РК

занные с колебаниями уровней в нижнем бьефе, в зимний период допускаются незначительные колебания; максимальная нагрузка не превышает 200 МВт, а 500 МВт не используются. Аналогичные ограничения существуют и для Капшагайской ГЭС. При средней располагаемой мощности в 300 МВт используется 180 МВт. Шардаринская ГЭС не предназначена работать в режиме покрытия пиковых нагрузок.

Дефицит маневренных мощностей наблюдается во всех регионах РК. Высокий дефицит имеется в южной зоне, в частности, в Алматинском энергоузле. Мойнакская ГЭС решает покрытие пиковых нагрузок южной зоны частично, однако необходим ввод новых маневренных мощностей. В Южной зоне вопрос может быть решен освобождением запертой мощности на Капшагайской ГЭС, на востоке – освобождением запертой мощности на Шульбинской ГЭС.

Планы по развитию гидроэнергетики и их реализация

В целях развития гидроэнергетического потенциала был разработан План развития гидроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2020–2030 годы, утвержденный первым заместителем премьер-министра РК¹⁰ в 2021 году. Согласно Плану предусмотрен комплекс задач, включающий в себя:

- 1) совершенствование условий для реализации инвестиционных проектов по строительству новых и реконструкции/модернизации действующих ГЭС;
- 2) совершенствование законодательства РК и модели рынка функционирования гидроэнергетики;
- 3) развитие инфраструктуры для осуществления строительства и эксплуатации ГЭС, в том числе обеспечения выдачи мощности в энергосистему;
- 4) развитие отечественного кадрового потенциала в сфере гидроэнергетики;
- 5) модернизация/реконструкция/расширение действующих ГЭС с целью повышения их надежности и эффективности использования водных ресурсов;
- 6) обеспечение завершения реализуемых проектов строительства ГЭС;
- 7) строительство перспективных ГЭС.

В соответствии с поставленными задачами планируются:

- ввод новых мощностей крупных ГЭС: 1 300 МВт;
 - ввод новых мощностей малых ГЭС: 1 500 МВт;
 - увеличение установленной мощности действующих ГЭС: 464 МВт;
 - завершение строительства текущих проектов: 90 МВт;
 - строительство 70 перспективных ГЭС.
- Также в 2023 году Министерством энергетики

РК был утвержден План проведения аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ на 2024–2027 годы. Согласно Плану предусмотрен отбор проектов мощностей ГЭС общей установленной мощностью 2220 МВт. В рамках аукционного отбора проводятся торги как на малые ГЭС мощностью 20–30 МВт, так и на крупные ГЭС мощностью до 200 МВт.

Согласно Плану мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года планируются мероприятия по модернизации, расширению и реконструкции действующих мощностей действующих мощностей ГЭС: увеличение проектной мощности Капшагайской ГЭС со строительством контррегулятора Кербулакской ГЭС (до 2028 года), строительство Семипалатинской ГЭС мощностью 300 МВт (до 2030 года), увеличение проектной мощности с 1050 МВт до 1200 МВт путем строительства второй очереди Шульбинской ГЭС (до 2035 года).

ГАЭС в качестве системы хранения энергии

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) – это гидроэлектростанция, которая используется для выравнивания суточной неоднородности графика электрической нагрузки. Она необходима для выработки и накопления электроэнергии и способна бесперебойно обеспечивать электроэнергией в экстремальных условиях, даже при больших нагрузках.

ГАЭС выполняет несколько важных функций:

- Генерация в пиковые моменты: ГАЭС может быстро включаться и выдавать электроэнергию в периоды повышенного потребления.
- Регулирование частоты и напряжения в сети: с помощью быстрой реакции на изменения в нагрузке система помогает поддерживать стабильность в энергосистеме. Существует еще один режим работы, основанный на одновременной выработке электроэнергии и перекачке воды, чтобы не тратить воду зря, но получить преимущества управления напряжением синхронных генераторов.
- Эффективное использование возобновляемых источников энергии: в условиях, когда мощности от ветряных и солнечных электростанций трудно регулировать из-за их переменности, ГАЭС помогает компенсировать изменения в генерации.

Основной целью строительства гидроаккумулирующей станции является использование ГАЭС в качестве источника маневренной генерации для покрытия дефицита электрической энергии в часы максимума нагрузок и заполнение провалов в ночные часы (быстро доступные возможности регулирования ГАЭС в сочетании с большой емкостью хранилища необходимы для обеспечения стабильной системы в сетях с высокой долей ветряной и солнечной энергии).

¹⁰ План развития гидроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2020–2030 годы

В рамках заключенного Соглашения о сотрудничестве между ГП «Китайская международная корпорация водного хозяйства и энергетики» (КМКВХЭ) и АО «Самрук-Энерго» по проекту первой гидроаккумулирующей электростанции в РК КМКВХЭ инициировало проведение технико-экономического исследования (ТЭИ).

Ожидаемым результатом ТЭИ является выявление всех доступных площадок, где потенциал для размещения ГАЭС в Казахстане представляется в принципе благоприятным/возможным, с предоставлением рекомендации наиболее выгодной схемы ГАЭС, основанной на технических аспектах, ключевых параметрах станций (установленная мощность/МВт, объем хранения/час), расчетных капитальных затратах, механизмах окупаемости, рисках, экологических и социальных аспектах, дальнейшем исследовании и других качественных параметрах.

В результате проведенных работ были определены потенциальные площадки для строительства ГАЭС установленной мощностью 600 МВт и объемом хранения 6 часов, с предоставлением КМКВХЭ отчета о предварительном анализе первой ГАЭС в Казахстане с первоначальной финансовой оценкой.

В настоящее время с Министерством энергетики обсуждаются вопросы касательно внесения поправок в нормативно-правовые акты по механизму возврата инвестиций для проектов ГАЭС.

Планируется заключение договора на разработку технико-экономического обоснования в 2025 году.

Развитие гидроэнергетики совместно с Азиатским банком развития

В 2024 году Министерство энергетики РК заключило соглашение с Азиатским банком развития (АБР) о консультационных услугах по Программе развития гидроэнергетики Казахстана.

Целью соглашения является обеспечение энергетической безопасности Казахстана посредством развития гидроэнергетической отрасли с увеличением маневренной электрической мощности для регулирования суточных режимов выработки и потребления электроэнергии.

Программа развития ГЭС будет включать в себя проектирование, финансирование, строительство, эксплуатацию и техническое обслуживание гидроэнергетических проектов в Балхашском, Алакольском и Иртыш-Зайсанском бассейнах Республики Казахстан.

В рамках заключенного соглашения планируется, что АБР выделит средства технической помощи для разработки пакета аукционной документации, в том числе пред-ТЭО с детальным исследованием потенциальных участков, включая геологию, геодезию,

топосъемку, а также разработает проект договора о покупке электроэнергии, аукционную документацию, финансово-экономическую модель, расчеты по тарифам и рекомендации в отношении структуры проектов.

Соглашение также направлено на проведение первых аукционных торгов с документацией для проекта ГЭС мощностью 600 МВт. Проведение проектных аукционных торгов позволит инвесторам сократить время и ресурсы для подготовки документации, поскольку соглашением планируется разработка предТЭО, определяющего архитектурные, функционально-технические, инженерно-технические решения для строительства ГЭС.

Ключевые вызовы и барьеры

Необходимым условием для развития гидроэнергетической отрасли является наличие объективной и достоверной информации, отражающей реальное состояние водных ресурсов страны, а также соответствующих исследований в контексте изучения гидроэнергетического потенциала.

Основным источником такой информации на уровне страны обычно являются данные, получаемые по результатам государственного мониторинга водных объектов. Наличие системы государственного мониторинга водных объектов означает формирование государственной наблюдательной сети, ее техническое оснащение, современные методы прогнозирования, а также наличие информационной системы, позволяющей систематизировать и интегрировать данные государственного мониторинга водных объектов, что позволяет обеспечить их доступность для органов государственного управления, научных организаций и граждан.

Существующие расхождения данных о водных ресурсах в курирующих государственных органах свидетельствуют о необходимости улучшений в данной сфере. Так, по данным Комитета по водным ресурсам, речной сток в 2010 году составил 181 км³, а в 2016 году – почти 160 км³. При этом данные РГП «Казгидромет» отличаются: в 2010 году – 143,6 км³, в 2016 году – чуть больше 146,0 км³. Расходятся данные и по количеству рек и временных водотоков. По данным Комитета по водным ресурсам, их 39 тысяч, РГП «Казгидромет» заявляет, что их более 84 тысяч¹¹.

Одной из ключевых проблем является сокращение количества наблюдательных постов и программ наблюдений. Методическая база прогнозов основана на устаревших методах и технологиях, что негативно отражается на качестве гидрологических прогнозов. Эти факторы обусловили устойчивую тенденцию к ухудшению качества гидрологических данных.

¹¹ Концепция развития системы управления водными ресурсами Республики Казахстан на 2024–2030 годы

По уровню охвата гидрометеорологическими данными государственная сеть Казахстана значительно отстает от развитых стран. В 80-90-х годах в Казахстане действовало 1983 гидрологических поста, а к 2010 году их количество сократилось до 245. На 2024 год в стране действует 377 гидрологических постов при минимально необходимом количестве 516. Этот показатель планируется достичь до 2050 года.

Как следствие, недостаток объективных данных ограничивает возможность проведения соответствующих исследований на тему оценки гидроэнергетического потенциала.

Следует также отметить и недостаток самих исследований в области изучения водных ресурсов с точки зрения гидроэнергетического потенциала на республиканском уровне. Большая часть доступных на сегодня данных относится к 1990-м годам и ранее. Соответствующая задача по определению экономически эффективного гидропотенциала и созданию онлайн-карты потенциальных проектов ГЭС была запланирована в рамках Плана развития гидроэнергетической отрасли РК со сроком исполнения в 2021 году, тем не менее информация о ее результатах, как и сама информация о гидропотенциале с онлайн-картой, на сегодняшний день недоступны.

Таким образом, на сегодня сложилась острая необходимость в проведении масштабного исследования гидропотенциала рек Казахстана с созданием банка данных, с картами, историческими данными из национальных и международных источников, и размещении этих данных в открытом доступе.

1.3.4. Развитие систем хранения энергии (BESS)

Системы BESS призваны сыграть важную роль в обеспечении стабильности и гибкости энергетических систем по мере расширения масштабов использования возобновляемых источников энергии. Около 200 стран на климатическом саммите COP 28 в Дубае в 2023 году договорились достичь нулевого уровня выбросов в энергосекторе к 2050 году, отойти от ископаемого топлива, утроить мощности возобновляемой энергии и удвоить темпы повышения энергоэффективности до 2030 года.

Казахстан не является исключением из этого процесса. Страна поставила цель достижения углеродной нейтральности к 2060 году. Так, согласно утвержденному графику проведения аукционных торгов на пятилетний период, общая мощность, выставленная на аукцион, составила 6,7 ГВт, при этом по итогам проведенных торгов до конца 2027 года планируется ввести 592 МВт. В целях реализации намеченных целей в энергетике принят План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2035 года. Необходимо отметить, что в рамках реализации вышеуказанного документа запланирован также ввод крупных гигаваттных проектов ВИЭ. Это проекты ветровых стан-

ций по 1 ГВт с системами накопления мощностью 300 МВт с такими компаниями как Total Energies, Masdar, AcwaPower, China Power, Hevel (ветровая электростанция + солнечная электростанция). Таким образом, установленные мощности систем накопления энергии в Казахстане в ближайшее десятилетие могут превысить 1 ГВт. При успешной реализации Плана объем установленных мощностей ВИЭ в энергосистеме к 2035 году составит 24,4%.

BESS играют решающую роль в повышении энергетической безопасности. Такие системы поддерживают стабильность и устойчивость электросетей, предлагают способ обеспечить резервное питание для домов, предприятий, включая больницы и другую критически важную инфраструктуру. Батареи также могут обеспечивать критически важное обслуживание в случае чрезвычайных ситуаций, вызванных экстремальными погодными условиями или другими сбоями.

Мировой рынок аккумуляторных батарей в 2023 году удвоился, достигнув более 90 ГВт·ч и увеличив объем используемых аккумуляторных батарей на более 190 ГВт·ч. Наибольший рост продаж аккумуляторов приходится на системы промышленного масштаба, а на аккумуляторные батареи, расположенные «за счетчиком» (behind-the-meter), приходится 35% годового прироста в 2023 году. Автономные аккумуляторные батареи в настоящее время находятся в гораздо меньших объемах. BESS всех размеров хорошо подходят для обеспечения краткосрочной гибкости – перемещения энергии в течение секунд, минут или нескольких часов, но может предоставить более широкий спектр услуг для обеспечения работоспособности системы. К ним относятся вспомогательные и резервные услуги, обеспечение адекватности системы и управление перегрузками в системах передачи и распределения. Финансовые стимулы, включая налоговые льготы и гранты, а также требования по сочетанию хранения с новыми солнечными или ветроэнергетическими проектами также стимулируют внедрение этих систем.

Выгодно ли экономически использовать батареи, зависит от индивидуальных ситуаций и частных случаев. Ответ может варьироваться от региона к региону, в зависимости от особенностей электроэнергетической системы и нормативно-правовой базы. Объединение разных рыночных механизмов за счет одновременного предоставления нескольких услуг может повысить экономическую привлекательность BESS, но это также увеличивает сложность бизнес-кейса.

Системы хранения энергии BESS промышленного масштаба

Применение BESS в промышленном масштабе особенно важно в энергосистемах с высокой долей ВИЭ. Такие системы имеют возможность хранения энергии от 1 до 8 часов и могут обеспечить пиковую

мощность: их можно заряжать в непиковые часы с низким спросом на электроэнергию, например, во время пиковой выработки солнечной фотоэлектрической энергии в течение дня. Разряжаются такие системы, когда спрос на электроэнергию в пиковые часы высок, например, вечером, когда солнечные фотоэлектрические системы не производят электроэнергию. На конкурентных рынках электроэнергии аккумуляторные батареи могут монетизировать свой потенциал, участвуя в энергетическом арбитраже, используя преимущества, когда распределение тарифов на оптовых рынках электроэнергии происходит за счет зарядки BESS при низкой цене, и разрядки в часы, когда она выше.

Благодаря мгновенному реагированию аккумуляторы также являются идеальными поставщиками вспомогательных услуг в электросетях, таких как регулирование частоты, поддержка напряжения и управление резервами. Кроме того, их возможности «запуска с нуля» (black start) могут восстановить обслуживание после сбоев в системе.

Во многих европейских странах, особенно в Германии, Швеции, Великобритании, системы BESS уже стали ключевыми поставщиками услуг по поддержке частоты и резервов, чему способствовали реформы, которые позволили BESS получить доступ к рынкам для оказания этой услуги. В системах с растущей долей переменных возобновляемых источников энергии и снижением синхронной генерации, поскольку традиционные тепловые электростанции выводятся из эксплуатации, увеличивается потребность в инерционной мощности и мощности короткого замыкания (short-circuit power), которыми обладают батареи, оснащенные сетообразующими инверторами. Однако необходимо учитывать, что не

все сетообразующие инверторы обеспечивают ток короткого замыкания.

Предоставление вспомогательных услуг появилось в последние годы как важный источник дохода от аккумуляторных батарей на нескольких рынках по всему миру. Оно ежегодно обеспечивает более 15% развертываний новых проектов, особенно для аккумуляторов с продолжительностью хранения два часа.

Обеспечение достаточной мощности для поддержки адекватности системы также является все более растущим применением аккумуляторных батарей хранения. Там, где это позволяет регулирование, участие в рынках мощности дает возможность владельцам BESS инвестировать в доходы в долгосрочной перспективе.

Кроме того, батареи могут помочь снизить перегрузку сети, сохраняя избыточную электроэнергию, вырабатываемую возобновляемыми источниками энергии в периоды высокого производства, что снижает затраты на ограничения выработки (curtailment) и интеграцию в энергосистему.

При использовании для управления нагрузками батареи сводят к минимуму потребность в передаче или инвестициях в распределительную сеть. Это основное применение так называемых сетевых усилителей (grid boosters) в Германии, которые представляют собой аккумуляторы промышленного масштаба, развернутые для устранения узких мест в системе передачи электрической энергии, и, таким образом, служат для снижения потребности в дополнительных инвестициях для укрепления определенных линий.

Ниже представлены различные примеры использования BESS в энергосистемах

Таблица 2 – Примеры проектов BESS промышленного масштаба

Наименование проекта	Страна	Мощность / емкость	Рыночный механизм	Функциональное применение
Далримпл	Австралия	30 МВт / 8 МВт·ч	Вспомогательные услуги	Обеспечивает управление частотой, инерцией и током короткого замыкания: это обеспечивает надежное электроснабжение региональной сети, соединяющей большие доли переменной генерации ВИЭ и в условиях отсутствия синхронной генерации.
Различные площадки	Великобритания	Контракты на BESS мощностью 869 МВт	Вспомогательные услуги	Обеспечение инерции и током короткого замыкания сетевой аккумуляторной батареи для системного оператора
Аукционы T1 и T4	Великобритания	Рост мощностей BESS с 3,9 ГВт (2024 год) до 16 ГВт (2027 год)	Рынок мощности	В Великобритании, где доходы от регулирования частоты снижаются по мере того, как рынки насыщаются, аукционы на многолетние контракты на рынке мощности становятся все более важным источником дохода для BESS

Наименование проекта	Страна	Мощность / емкость	Рыночный механизм	Функциональное применение
Блюпари	Новая Каледония, Франция	50 МВт на 3 часа	PPA-контракты	12-летний PPA-контракт с местной сетевой компанией на покрытие вечерних пиков
Далянь	Китай	200 МВт / 800 МВт·ч	Снижение пиковых нагрузок / арбитраж	Предназначен для снижения пиковых нагрузок на сеть и служит в качестве дополнительной точки нагрузки на полуострове Далянь, повышая стабильность сети. Первый этап проекта введен в эксплуатацию в 2022 году. Ожидается, что его полное развертывание позволит снизить пиковые нагрузки на 8% от уровня 2020 года.
Четыре энергозоны	Германия	950 МВт	Сетевые усилители (grid boosters) для укрепления системы передачи	Одобрены регулятором BNETZ в рамках Плана развития сети. 450 МВт уже находятся на этапе строительства у двух из четырех системных операторов.
Дюнкерк	Франция	68 МВт / 68 МВт·ч	Долгосрочный тендер, объявленный французским оператором системы передачи электроэнергии (RTE)	Предоставление сетевых услуг, таких как регулирование частоты – первичный резерв
Danish	Техас, США	Солнечная электростанция мощностью 720 МВт и система BESS мощностью 150 МВт/262 МВт·ч	Арбитраж и вспомогательные услуги	Проект BESS предназначен для осуществления энергетического арбитража с некоторыми вспомогательными услугами для оператора системы передачи (TSO). Он работает независимо от солнечной фермы, а использование заряда и разряда определяется оператором сети.
Локал-стир-Лонгьер-бюен	Норвегия	6 МВт/9 МВт·ч	Вспомогательные услуги	BESS расположена рядом с угольной электростанцией города и обеспечивает резервную мощность для преодоления колебаний, а также резервное питание для возможности запуска с нуля (black start). После закрытия угольной станции в 2023 году. BESS обеспечивает контроль напряжения и частоты для интеграции дизельных генераторов и растущих объемов возобновляемой энергии.

Источник: по материалам отчета «Batteries and Secure Energy Transitions», Международное энергетическое агентство, 2024, а также информации от компании SAFT

Регуляторная среда и технические характеристики сетей являются ключевыми факторами, определяющими использование BESS. Во многих юрисдикциях с рыночными механизмами в электроэнергетических системах, включая Европейский союз, требования законодательства налагают строгие ограничения на владение и эксплуатацию систем хранения энергии операторами систем передачи и распределения (за исключением отдельных пилотных проектов, таких как grid boosters), поэтому любые услуги по управлению нагрузками должны

быть заключены по контракту с третьими сторонами. В Великобритании недавно были созданы рынки гибкости систем распределения, основанные на открытых публичных тендерах, в которых затраты и выгоды от гибких решений, предоставляемых третьими сторонами, сравниваются со стоимостью усиления сетей: в 2022-2023 годах – более 30% заключенных контрактов, или почти 600 МВт аккумуляющих мощностей. Во Франции операторы системы передачи и отдельные операторы системы распределения недавно запустили местные тенде-

Рисунок 1 – Электростанция Dalian Constant Current Energy Storage Power Station Co., Ltd. с системой хранения энергии



Электростанция Dalian Constant Current Energy Storage Power Station Co., Ltd. с системой хранения энергии, спроектированной и изготовленной компанией Dalian Rongke Energy Storage Technology Development Co., Ltd. Проект реализован при поддержке Даляньского института химической физики (DICP) Китайской академии наук. Источник: фото DICP

ры на гибкость (маневренность), открытые для проектов по системам хранения энергии. В Калифорнии и штате Нью-Йорк операторы распределительных систем все чаще используют системы хранения энергии, которые находятся в совместной собственности или приобретены у третьих лиц по договорам купли-продажи электроэнергии (PPA-контракты) с целью уменьшения нагрузок в сети, тем самым избегая или откладывая дорогостоящие инвестиции в их усиление.

Микросети – еще одно применение BESS промышленного масштаба. В Австралии и некоторых штатах США, например, регулирующие органы ввели специальные меры и программы, стимулирующие развитие микросетей, часто основанных на использовании систем хранения энергии, чтобы увеличить устойчивость критически важных объектов, таких как больницы, или крупных промышленных потребителей, а также услуг для сообществ с низким уровнем дохода. Микросети повышают устойчивость системы, предоставляя системным операторам возможность отключения от основной сети посредством «адаптивного изолирования» в случае серьезных сбоев и поддержания энергоснабжения, несмотря на потерю основного источника энергии.

Некоторые аккумуляторные технологии также могут использоваться для многодневного хранения энергии и более длительных периодов пикового спроса или компенсация эпизодов низкого уровня выработки возобновляемых источников энергии.

Примером является строящийся первый в своем роде проект железо-воздушной батареи длительного действия на 100 часов в Калифорнии, который будет работать в рамках программы обеспечения достаточности ресурсов штата. Однако то, как в настоящее время устроены энергетические рынки, означает, что большинство сетевых услуг сосредоточены на кратковременном хранении. Например, в США существующие требования к продолжительности рынка оперативных резервов (менее одного часа) и мощности (четыре часа) привели к формированию условий по времени работы большинства установленных систем хранения энергии на четыре часа или меньше.

Исторически сложилось так, что BESS промышленного масштаба в основном использовались для регулирования частоты или перемещения времени спроса на энергию. С увеличением количества энергии, вырабатываемой переменными возобновляемыми источниками энергии, и из-за небольшого размера рынков вспомогательных услуг функция по перемещению времени спроса на электрическую энергию стала основной функцией систем хранения энергии. На ее долю в 2023 году приходилось около 85% установленной мощности BESS.

Например, в Германии обеспечение поддержки частоты было основным стимулом для развертывания BESS в промышленном масштабе, но появление новых рыночных механизмов открыло дополнительные возможности для их развития. К ним относятся организация инновационных тендеров генерации

ВИЭ с системами хранения энергии, использование BESS для регулирования передачи электрической энергии (усилители сети, grid boosters) и оптимизация энергопотребления на промышленных объектах.

Если нормативная база позволяет объединять возможности различного использования BESS и применять различные рыночные механизмы, то это позволит улучшить экономику проектов BESS и избежать ограниченности единичных долгосрочных контрактов (PPA-контракты). Однако для достижения этого требуется более сложная система управления энергосистемой. В то же время увеличение количества использования циклов заряда-разряда BESS будет ускорять процессы деградации таких систем. Кроме этого, некоторые услуги могут быть несовместимы. К примеру, если система BESS оптимизирована для высокочастотных и кратковременных услуг, она может не работать должным образом для потребностей в не частотных и более длительных услугах по регулированию.

Системы хранения энергии BESS «за счетчиком»

Автономные системы хранения энергии применяются на уровне распределения электрической энергии и устанавливаются в жилые, коммерческие и промышленные объекты, принадлежащие конечным пользователям. Они подключаются напрямую к солнечным фотоэлектрическим системам в здании и на крыше за счетчиком электроэнергии с подключением самого здания к электросети. Они составляют часть распределенных энергетических ресурсов, которые приобретают все большее значение в интеграции возобновляемых источников энергии. Эти системы могут обеспечить выгоды как для потребителей, так и для сети за счет минимизации затрат и воздействия на окружающую среду, одновременно укрепляя электробезопасность и поддерживая электрификацию промышленного сектора.

Системы хранения энергии BESS «за счетчиком» предлагают потребителям множество способов экономии. Используя излишки солнечной фотоэлектрической генерации в дневное время для зарядки батарей, находящихся «за счетчиком», потребители могут увеличить собственное потребление электроэнергии, вырабатываемой солнечной фотоэлектрической батареей на крыше, и снизить потребление из сети. Во время заряда в часы, когда цены на электроэнергию самые низкие, аккумуляторная батарея «за счетчиком» позволяет потребителям сократить свои счета за электроэнергию. Использование BESS также может быть рассчитано на снижение пикового спроса потребителей, позволяя им экономить затраты в пиковые часы.

Кроме того, отдельные системы BESS, используемые на уровне домохозяйств, могут быть объединены в так называемые виртуальные электростанции (virtual power plants – VPP) и участвовать в

рынке. Виртуальные электростанции агрегируют распределенные энергетические ресурсы, в том числе системы BESS «за счетчиком» и распределенные возобновляемые источники энергии и гибкие нагрузки, и диспетчеризируют их в виде единого источника электроэнергии. Для создания виртуальных электростанций каждый распределенный энергетический ресурс должен быть подключен к централизованной системе управления, которая оптимизирует их коллективную работу и реагирует на сигналы рынков и сетевых операторов. Если правила рынка позволяют, они могут продавать электроэнергию по оптовым ценам на рынке, а также предоставлять вспомогательные услуги и поддерживать энергобезопасность посредством участия в поддержке мощности. У таких виртуальных станций есть возможность гибко реагировать на ограничения в локальных сетях путем регулирования мощности отдельных энергетических ресурсов, входящих в их состав. Это делает их потенциально ценным ресурсом для устранения перегрузок при передаче и распределении электроэнергии в сети.

Помимо мер по экономии средств, системы BESS «за счетчиком» могут улучшить надежность электроснабжения за счет обеспечения резервного питания во время незапланированных отключений и обеспечения электроэнергией: это особенно важно для промышленности, социальной инфраструктуры (к примеру, больницы) и уязвимых потребителей с потребностями бесперебойного питания.

С точки зрения системы, системы BESS «за счетчиком» могут обеспечить многие из тех же преимуществ, которые предоставляют системы BESS промышленного масштаба. Если имеются правильные сигналы и стимулы, они могут помочь снизить общую потребность в сети, снизить нагрузку на сеть за счет ограничения пиковых нагрузок и обеспечить резерв мощности.

Однако по сравнению с системами BESS промышленного масштаба системы хранения энергии «за счетчиком» действуют на локальном уровне, который может создать возможности для отсрочки расширения распределительной сети или обновления. При объединении в виртуальные электростанции системы BESS за счетчиком также могут обеспечивать вспомогательные услуги: регулирование частоты, поддержку напряжения и обеспечение резервов. Однако степень, в которой системы BESS «за счетчиком» получают преимущества от реализации, во многом зависит от нормативно-правовой базы, в первую очередь от структуры тарифов для конечного потребителя электроэнергии и правил доступа агрегаторов на рынок. Это также зависит от уровня внедрения систем интеллектуального учета.

Применение систем накопления энергии BESS в Казахстане

Вопрос применения систем BESS на практике в

Казахстане поднимается в течение нескольких последних лет. В июле 2024 года были приняты законодательные поправки, содержащие понятие «системы накопления энергии» и прочие моменты нормативного регулирования.

Так, в Законе РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» было скорректировано определение аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ, что говорит о том, что в ближайшей перспективе уполномоченным государственным органом будут организованы аукционы ВИЭ с системами накопления энергии. Так, согласно принятым поправкам, аукционные торги – процесс, организуемый и проводимый организатором аукционных торгов в электронной системе на основе аукциона и направленный на отбор проектов по строительству новых объектов по использованию возобновляемых источников энергии, в том числе оснащенных системами накопления электрической энергии, с учетом плана размещения данных объектов, объектов по энергетической утилизации отходов и определения аукционных цен электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов.

Кроме этого, в августе 2024 года Министерством энергетики РК был опубликован проект поправок в нормативно-правовую базу (Правила технической эксплуатации станций и сетей и Электросетевые правила), которые предполагают закрепление понятия «система хранения электрической энергии» в подзаконных актах, обязательства генерирующих установок ВИЭ по использованию таких систем, обязательное наличие в содержании разработанной Схемы выдачи мощности электростанции (СВМ) информации по объемам ежегодной располагаемой мощности и емкости систем хранения электрической энергии, ежегодного коэффициента готовности и технических характеристик систем хранения энергии.

Энергосистема страны испытывает большие трудности в связи с дефицитом маневренной генерации, и системному оператору внедрение таких систем представляется наиболее оптимальным решением, которое можно реализовать в короткие сроки (с учетом ограниченности водных ресурсов и проблем поставок газа на внутренний рынок). Однако необходимо отметить, что в стране нет компетенций по системам накопления энергии. Об этом говорит тот факт, что на текущий момент не реализовано ни одного пилотного проекта, который бы позволял системному оператору интегрировать системы хранения энергии с АРЧМ и в режиме «ручного» управления накопить какой-либо эмпирический опыт для дальнейшей разработки технических требований к таким системам для их эксплуатации.

В этих целях системный оператор АО «KEGOC» в декабре 2023 года подписал Соглашение о ре-

ализации пилотного проекта по внедрению системы хранения электроэнергии в ЕЭС РК с China Power International Development Limited и China Power International Holding Limited. В рамках этого Соглашения компания China Power International Development Limited установит на подстанции АО «KEGOC» систему хранения электроэнергии установленной мощностью до 5 МВт. Целью пилотного проекта является исследование влияния систем хранения электроэнергии на регулирование энергосистемы при интеграции возобновляемых источников электроэнергии в Единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан.

Вместе с тем ключевыми проблемами в развитии BESS на сегодня является отсутствие опыта применения BESS на уровне энергосистемы и, как следствие, отсутствие нормативно-правовой базы и технических требований к эксплуатации BESS. Однако основным барьером развития рынка хранения энергии является отсутствие понятных механизмов возврата инвестиций в BESS, отсутствие рыночных стимулов, неразвитость рынка вспомогательных услуг для инвестиций в BESS.

Кроме этого, необходимо учитывать, что требования по оснащению объектов ВИЭ системами накопления электрической энергии де-юре не могут быть применены к проектам ВИЭ по итогам уже прошедших аукционов ВИЭ и ранее заключенных долгосрочных договоров на покупку электрической энергии у объектов ВИЭ (PPA-контрактов). Во-первых, наличие систем хранения электрической энергии не являлось условием участия в прошедших аукционах. Во-вторых, в договорах долгосрочной купли-продажи электрической энергии с энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии, которые были заключены до 1 июля 2023 года, есть положения, согласно которым все условия договоров являются стабильными, не зависят от изменения законодательства Республики Казахстан.

Таким образом, на сегодня, принимая во внимание потребность энергосистемы в широком развертывании систем BESS, а также уже принятые положения, направленные на организацию аукционов ВИЭ с системами накопления энергии, растет потребность в более четком определении понятийного аппарата, адаптации технических требований эксплуатации таких систем и формировании рыночных механизмов реализации таких проектов. Так, согласно рассмотренному международному опыту, системы BESS могут принимать участие в регулировании частоты, инерции, обеспечивать мощность короткого замыкания, обеспечивать резерв мощности, участвовать в снижении пиковых нагрузок или выполнять функцию сетевых усилителей. Реализации этих направлений потребует дальнейшее развитие рынка вспомогательных услуг.

1.4. Актуальные проблемы интеграции ВИЭ в ЕЭС РК

Несмотря на определенные успехи в плане внедрения ВИЭ в ЕЭС РК, многие проблемы, связанные с интеграцией ВИЭ, остаются нерешенными.

Очевидными негативными факторами, сдерживающими развитие ВИЭ, являются острый недостаток балансирующих мощностей, неподготовленность инфраструктуры энергосистемы Казахстана к полноценной интеграции из-за изношенности оборудования, исчерпанная в ряде направлений пропускная способность как магистральных, так и распределительных сетей, географическая ограниченность энергосетей, неготовность интеграции ВИЭ с тепловой энергией, а также запертость западного региона Казахстана (в котором, несмотря на высокий природный потенциал региона, развитие ВИЭ приведет к значительному повышению стоимости энергии для конечного пользователя).

Помимо проблем, связанных с инфраструктурой, существуют проблемы, связанные с регулированием отрасли и государственной политикой в части поддержки ВИЭ, такие как несовершенство законодательства, инвестиционные риски, неконкурентные тарифы, отсутствие поддержки микрогенерации.

1.4.1. Ключевые проблемы и вызовы

1.4.1.1. Недостаток маневренной генерации (балансирующих мощностей)

На сегодня основным ограничением, сдерживающим дальнейшее развитие ВИЭ, и крупнейшим вызовом перед энергетическим сектором в целом является ограниченность доступных балансирующих мощностей в Казахстане.

В Казахстане, как и во многих других странах, невозможно не только полностью отказаться от традиционной энергетики в пользу ВИЭ, но и обеспечить внедрение ВИЭ на уровне европейских стран, таких как, например, Дания, потому что это вопрос энергобезопасности. В Казахстане ВИЭ нуждается в 100%-ном резервировании за счет собственных маневренных мощностей: со стороны эти мощности взять неоткуда в объеме динамично развивающихся ВИЭ. К примеру, в той же Дании развитие ВИЭ идет быстрыми темпами, причем происходит энергозамещение традиционных источников на ВИЭ. На это есть несколько причин: высокие тарифы, высокий уровень жизни, активное поведение потребителей. Но основная причина заключается в том, что резервирование ВИЭ Дании практически на 100% осуществляется не за счет собственных источников, а за счет маневренных мощностей соседних стран: Швеции, Норвегии, Франции, Германии и других. Для таких целей страны ЕС имеют сильные межгосударственные энергетические и экономические связи, способные обеспечить переток мощности, сопоставимый с мощностью энергосистемы Дании. Этот механизм их взаимодействия на наднациональ-

ном уровне закреплён в соответствующих директивах ЕС, которые обязательны к исполнению, что дает определенную гарантию энергобезопасности таким странам, как Дания. В таких условиях, к примеру, Дания может полностью положиться на поставку из соседних европейских стран такого объема мощностей, который может на 100% покрыть собственный максимум нагрузки. По той же причине в Португалии могут использовать на 100% возобновляемые источники энергии из-за сильной взаимосвязи с Испанией, но Испания не может использовать на 100% возобновляемые источники энергии, потому что взаимосвязь энергосистемы с Францией слабая. Для энергосистемы Казахстана существуют ограничения в виде недостаточной пропускной способности сечений на границе с соседними государствами относительно мощности казахстанской энергосистемы. Сказывается и отсутствие общего рынка балансирующей мощности.

Согласно текущему балансу установленной мощности генерации и уровня потребления электроэнергии в стране, сегодня в Казахстане формально профицит мощностей несколько ГВт. Однако это не учитывает плановые и аварийные ремонты производственных мощностей, обязательства по экспорту электроэнергии, простои по причине отсутствия топлива, ограничения, вызванные износом оборудования, ограничения со стороны водохозяйственной деятельности и т. д. Если учесть все вышеперечисленное, реальный резерв может снижаться до 500 МВт или полностью отсутствовать в периоды максимума потребления мощности при отклонениях на границе с РФ, достигающих 1000 МВт – этого абсолютно недостаточно для Казахстана.

Существующие возможности генерации РК по работе в переменном графике являются недостаточными для удовлетворения профиля потребления мощности потребителей. При текущей технологии организации регулирования частоты в синхронной зоне недостаток и избыток генерации относительно потребления приводят к дисбалансам на границе с ЕЭС России.

В Казахстане ВИЭ нуждаются в резервировании за счет собственных маневренных мощностей, так как возможности покрытия дисбалансов за счет межгосударственных обменов мощности исчерпаны. При допустимом отклонении мощности на границе РК и РФ, равном ± 150 МВт, отклонения достигают $\pm 1000 \div 1500$ МВт, то есть превышают этот показатель в 10 раз.

В Казахстане нужно развивать маневренные мощности, поскольку угольная генерация, составляющая основу генерирующих мощностей страны, не является достаточно гибкой, что сказывается на общей недостаточной маневренности энергосистемы Казахстана.

Интегрировать ВИЭ в энергосистему страны с каждым годом становится труднее, потому что

Диаграмма 8 – Характерные дисбалансы мощности на границе РК и РФ

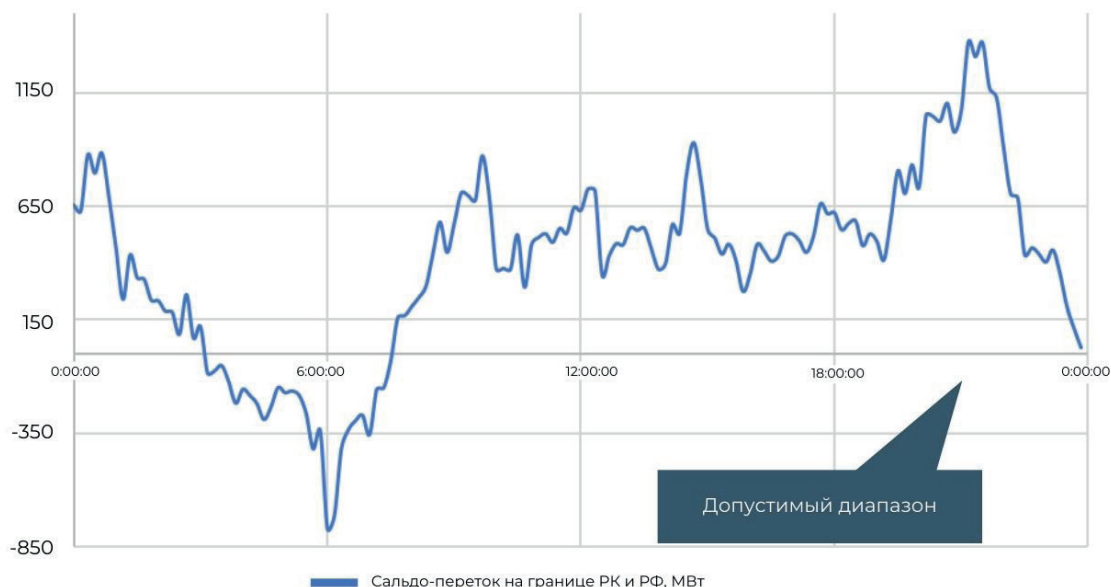
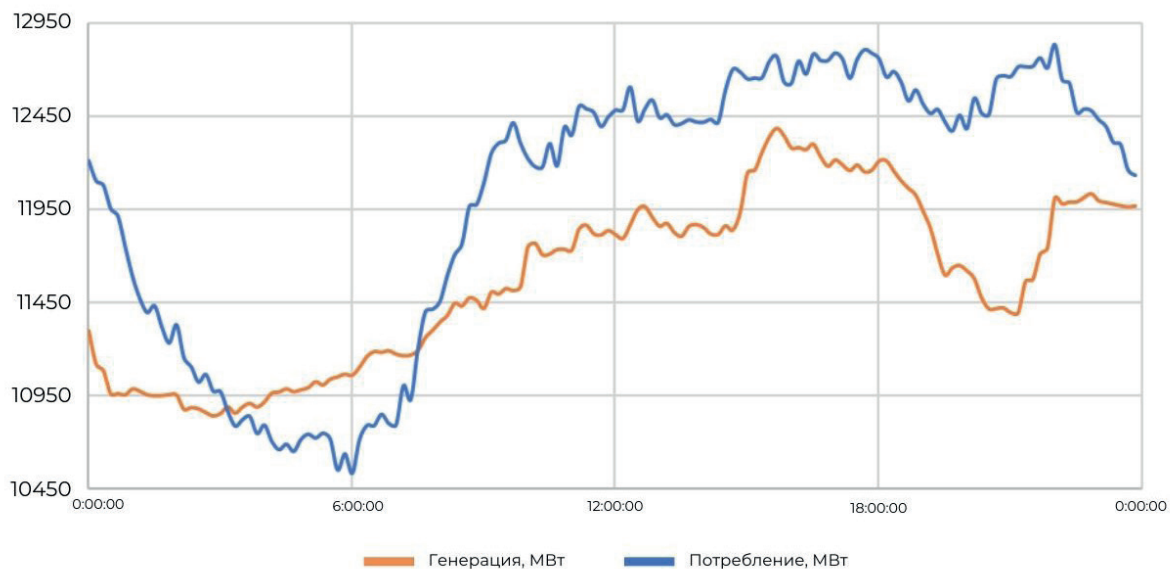


Диаграмма 9 – Характерная генерация и потребление электроэнергии в Казахстане



объемы выработки ВИЭ растут, а выработка остается нестабильной. Эту проблему можно решить либо с помощью создания дополнительной маневренной генерации, либо внедряя накопители электроэнергии ВИЭ. Оба этих решения требуют значительных инвестиций, увеличивая срок окупаемости проектов.

Среди возможных решений дефицита маневренных мощностей можно отметить следующие варианты: строительство новых маневренных мощностей: газовых и гидроэлектростанций; ввод балансирующего рынка электроэнер-

гии (БРЭ) в 2023 году в режиме реального времени стимулирует станции к участию в регулировании, таким образом высвободив потенциал балансирующих мощностей существующих электростанций; аккумуляция энергии ВИЭ может решить вопрос нехватки балансирующих мощностей; более эффективное использование существующих ГЭС. Строительство контррегуляторов на действующих гидроэлектростанциях позволит высвободить запертую мощность,

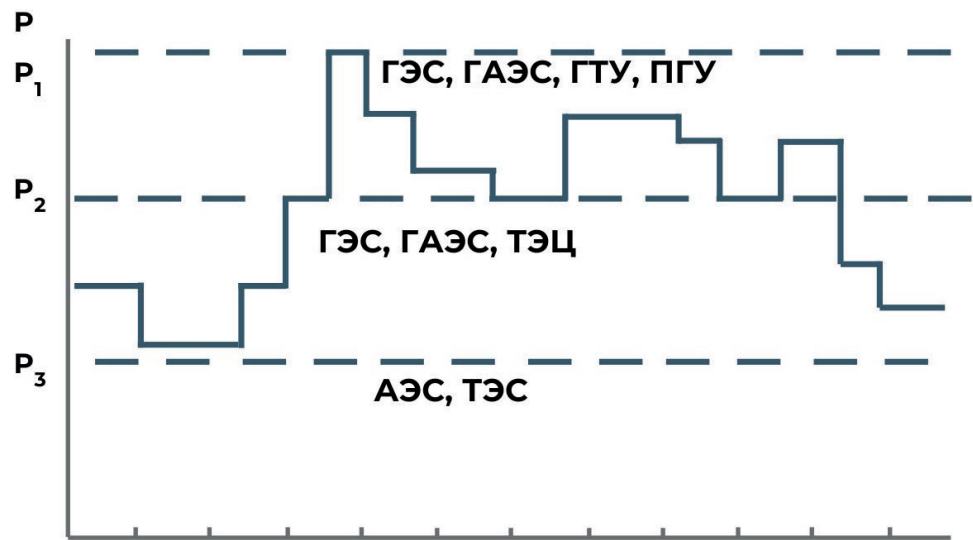
которую можно использовать в качестве маневренной генерации для балансирования; работа с потребителями: управление спросом, ступенчатые тарифы, энергосбережение.

Маневренная генерация – это газовые станции, гидроэлектростанции или накопители. Ограниченность таких мощностей является одним из технических ограничений роста ВИЭ. Когда 15 лет назад в Казахстане начинали развивать этот сектор, доля ВИЭ была ничтожно мала – менее 1%, и это не сильно сказывалось на сети и тарифах для потребителей. Сегодня, когда доля ВИЭ в общем объеме выработки электроэнергии достигает 7%, влияние на энергосистему и на тарифы для потребителей становится ощутимым. Как известно, выработка электроэнергии объектами ВИЭ нестабильна, поэтому основная задача, которая стоит перед отраслью энергетики в данный момент – это создание достаточных резервных мощностей для стабилизации системы.

в энергосистеме. Однако рыночный механизм, предусмотренный на балансирующем рынке электроэнергии (БРЭ), позволяет полностью реализовать потенциал регулирования существующих электростанций и потребителей электроэнергии, что позволит в будущем снизить необходимость строительства определенного объема новых маневренных электростанций. То есть это, во-первых, в некоторой степени снизит расходы по созданию дополнительных маневренных мощностей, а во-вторых, является более эффективным решением с точки зрения оптимизации суточного графика нагрузки.

Аккумуляция энергии ВИЭ подразумевает закуп и установку аккумуляторных станций для хранения энергии и балансирования. В настоящее время в связи с высокой стоимостью приобретение подобного оборудования значительно увеличивает стоимость строительства и негативно влияет на рентабельность проекта. При этом производители

Диаграмма 10 – Использование маневренных электростанций для балансирования суточного графика



Основным преимуществом газовых и гидроэлектростанций является возможность их быстрого запуска, благодаря чему они могут стать основным источником маневренных мощностей. Однако в Казахстане источник газа находится на западе, в то время как основной дефицит энергии – на юге. К тому же нужно понимать, что в Казахстане ощущается дефицит газа, спрос превышает предложение. Если говорить про строительство газовой ЭС, то нужно предлагать выгодные для инвесторов условия, которые предполагают гарантированную поставку газа, фиксированный тариф и другие преференции.

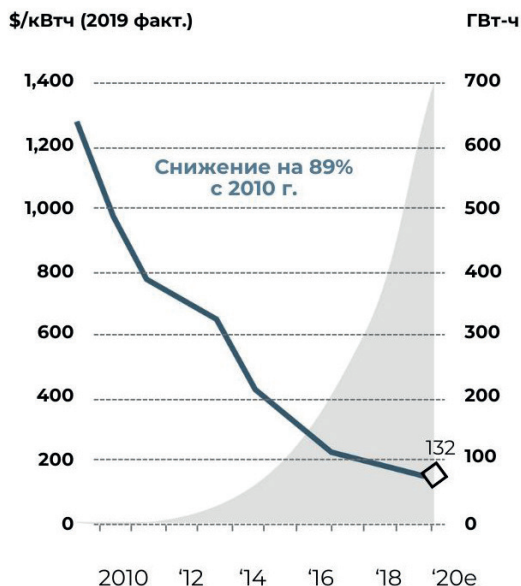
До недавнего времени не было достаточных рыночных сигналов для субъектов рынка электроэнергии (электростанций и потребителей), которые бы привлекли их к участию в регулировании нагрузки

ВИЭ готовы к установке такого оборудования при условии значительного повышения тарифов на электроэнергию. Решение вопроса балансирующих мощностей с помощью накопления энергии станет наиболее привлекательным в будущем, при условии удешевления аккумуляторных станций.

Развитие гидроэлектроэнергии также выглядит привлекательно, ведь гидроэлектростанции обладают высокой маневренностью и имеют низкие операционные расходы. Кроме того, гидроэнергетика наносит минимальный вред экологии и не имеет вредных выбросов. Однако на данный момент в Казахстане нет ни одного крупного проекта в этой области. Основными препятствиями на пути развития гидроэнергетики в Казахстане являются высокие капитальные вложения, необходимость отчуждения

Диаграмма 11 – Ценовые тенденции блоков литий-ионных аккумуляторов

Цена и спрос на литий-ионные батарейные блоки



плодородных земель и географическая удаленность потенциальных площадок размещения ГЭС. В этом вопросе необходимо провести совместную работу как Министерству энергетики РК, так и Министерству экологии и природных ресурсов РК для понимания потенциала с точки зрения размещения, наличия линий, а также экологической составляющей

щей (оказание потенциального вреда фауне рек и прибрежных территорий).

Еще одно перспективное направление – вовлечение потребителей в процесс балансирования. Управление спросом и ценозависимое потребление определено дешевле, чем строительство маневренных станций. И самое главное, такой подход вовлечет потребителя в процесс, поспособствует повышению его энергетической осознанности, поскольку в данном случае он будет иметь возможность быть участником рынка системных услуг.

Когда вопрос резервирования электроэнергии будет решен, когда установится справедливая цена на рынке электроэнергии для всех источников энергии, тогда можно будет говорить о том, что ветровые и солнечные станции смогут конкурировать с традиционными источниками. Сейчас такой тренд наблюдается во всем мире, так как внедрение ВИЭ – это не только экологически правильно, но и экономически выгодно.

1.4.1.2. Неудовлетворительное состояние традиционной генерации

По данным Комитета по атомному и энергетическому надзору и контролю Министерства энергетики Республики Казахстан, в ЕЭС Казахстана наблюдается высокий износ генерирующего оборудования. Значительное количество работающего оборудования превысило парковый ресурс. На рисунках ниже представлена информация о наработке котлоагрегатов, паротурбинного оборудования, гидроагрегатов и газотурбинного оборудования.

Диаграмма 12 – Информация о наработке паркового ресурса по котельному и турбинному оборудованию, в %

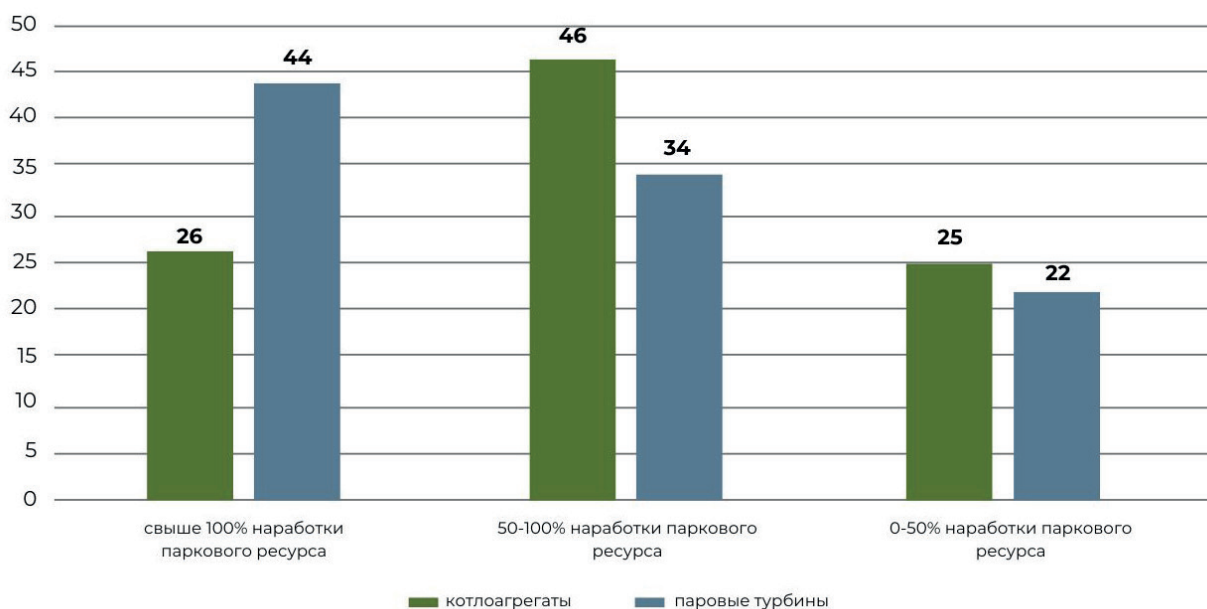


Диаграмма 13 – Информация о наработке паркового ресурса по гидроагрегатам и газотурбинному оборудованию, в %

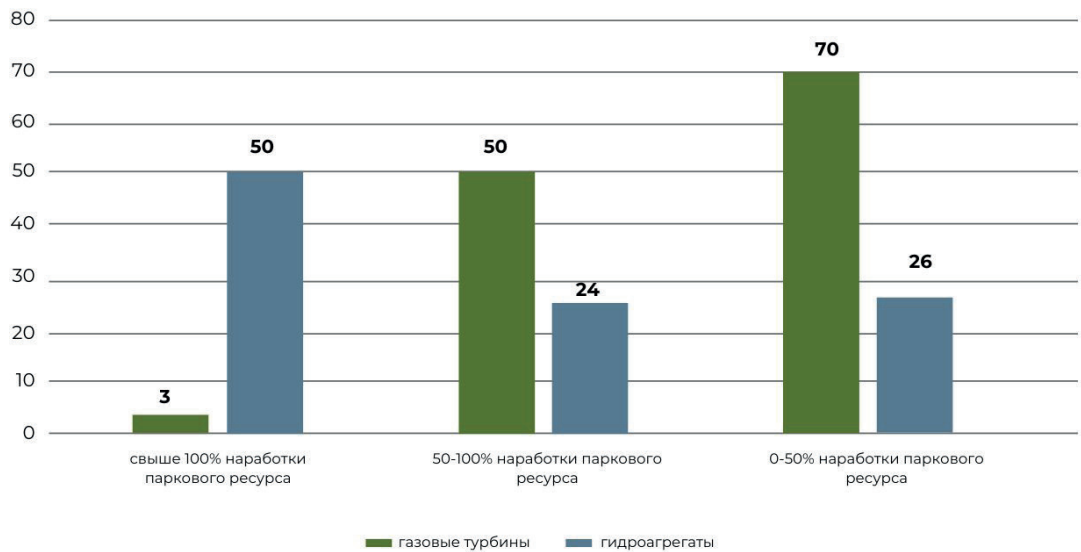


Диаграмма 14 – Возраст генерирующего оборудования тепловых электростанций РК



Диаграмма 15 – Возраст генерирующего оборудования гидроэлектростанций РК



Количество аварийных ремонтов растет с каждым годом:
В 2022 году на электростанциях произошло 1789 технологических нарушений, (+23% к 2021 году);
3000 МВт – разрыв между доступной и необходимой генерацией в час годового максимума 2022 года.

Диаграмма 16 – Средние значения ограничений мощности на электростанциях РК, МВт

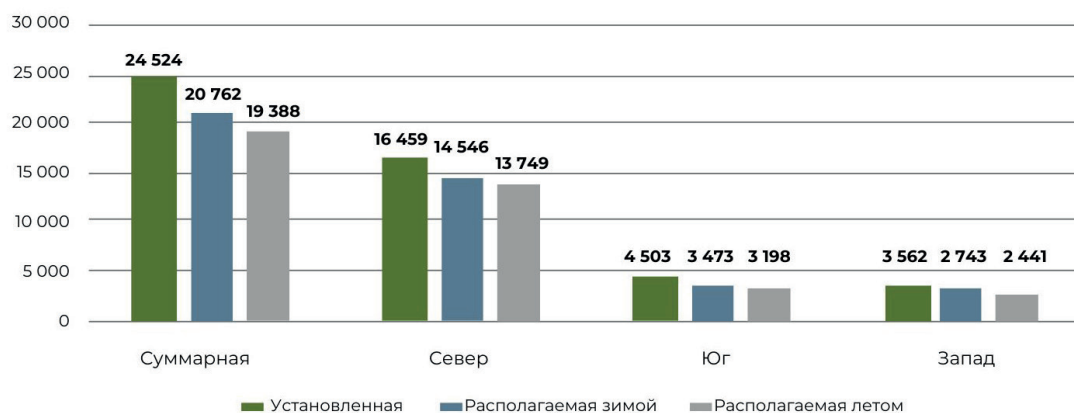


Диаграмма 17 – Динамика ремонтов на электростанциях РК, МВт



С учетом плановых ремонтов на электростанциях, проводимых в летний период, уже сейчас возникают дефициты электроэнергии и мощности даже в летнее время. В летний период располагаемая мощность электростанций на 1374 МВт меньше, чем зимой.

Диаграмма 18 – Установленная и располагаемая мощность электростанций РК по зонам, МВт



1.4.1.3. Необходимость развития электроэнергетической сети

Для того чтобы возобновляемая энергетика в Казахстане эффективно развивалась, необходима развитая инфраструктура – это не только наличие маневренных станций, но и разветвленные электрические сети с высокой пропускной способностью.

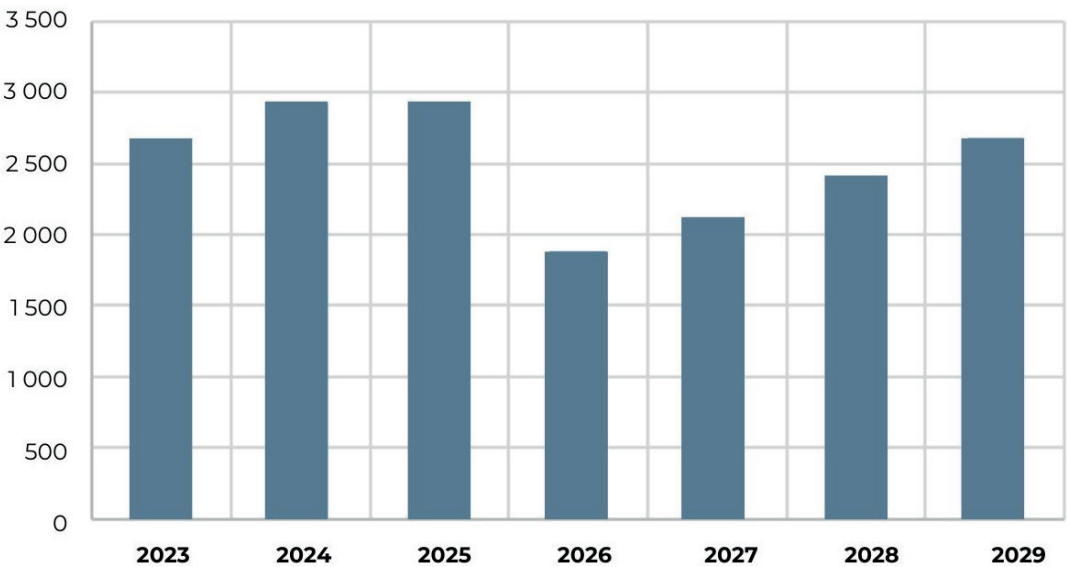
Одна из особенностей энергосистемы Казахстана – неравномерное распределение узлов генерации и потребления. Основная часть генерации расположена в Северной зоне, в то время как густонаселенные южные регионы республики демонстрируют наиболее динамичные показатели роста потребления на уровне 5% в год. В настоящее время Южная зона энергодефицитна примерно на 2500 МВт, и, согласно прогнозному балансу, этот дефицит будет сохраняться в последующие годы.

Особенностью электрической сети энергосистемы Казахстана является то, что она не охватывает

ной зоны по трехцепному транзиту 500 кВ Север – Восток – Юг. Вследствие этого основные проблемы с устойчивостью в ЕЭС Казахстана наблюдаются на транзите, соединяющем Северную и Южную зоны. Непостоянный характер генерации ВИЭ подразумевает постоянную потребность в балансировании. Учитывая, что балансирующие мощности расположены в основном в Северной зоне, возникающие небалансы Южной зоны накладываются на переток мощности по транзиту Север – Восток – Юг. Следует отметить, что в настоящее время пропускная способность этого коридора практически исчерпана.

Вопросы влияния ввода ВИЭ на устойчивость транзита Север – Юг были рассмотрены специалистами АО «KEGOC» в исследовании 2018 года. В проведенном исследовании рассмотрен сценарий потери части генерации ВИЭ в Южной зоне, вызывающей наброс мощности на транзит Север – Юг. При уровне потребления 2021 года пропускная способ-

Диаграмма 19 – График прогноза дефицита мощности Южной зоны ЕЭС РК



значительные территории республики, что ограничивает доступность подключения станций ВИЭ к НЭС. На диаграмме ниже представлены карты расположения солнечных и ветровых ресурсов на территории Казахстана. При сравнении данных карт со схемой электрических сетей Казахстана видно, что значительная часть потенциальных мест размещения ВИЭ не имеет доступа к магистральной сети. Строительство ВИЭ в этих локациях потребует дополнительных затрат на сетевое строительство и подключение.

1.4.1.4. Проблемы с устойчивостью параллельной работы

Дефицит Южной зоны покрывается в основном поставками энергии из энергоизбыточной Север-

ной зоны по транзиту Север – Юг позволяла резервировать возможные потери генерации в Южной зоне за счет перетока из Северной зоны.

При сохранении ежегодного роста потребления в Южной зоне на уровне 5% запланированный рост доли ВИЭ не способен покрыть дефицит. Растущий дефицит приведет к увеличению перетока по сечению Север – Юг и снижению запаса по устойчивости транзита. В то же время увеличивающаяся доля ВИЭ приводит к увеличению возможных набросов мощности на сечение.

При росте потребления и увеличении доли ВИЭ критические набросы мощности могут происходить при меньшем проценте отключаемой генерации ВИЭ. В 2031 году потеря 80% ВИЭ приведет к нарушению динамической устойчивости из-за наброса

Рисунок 2 – Данные по солнечным и ветровым ресурсам и расположение новых мощностей ПВЭ в 2020 году

Потенциал возобновляемых источников энергии в Казахстане

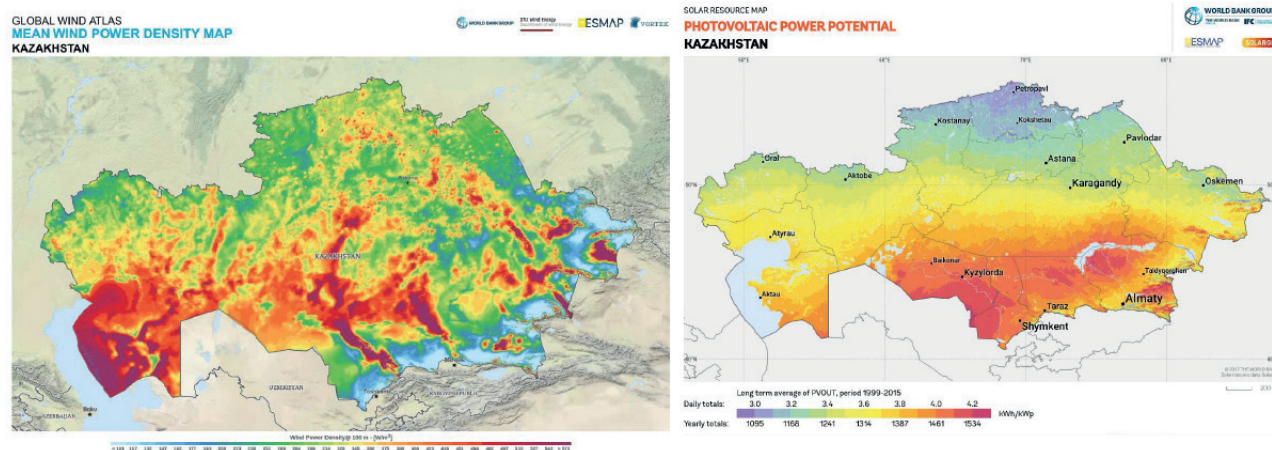
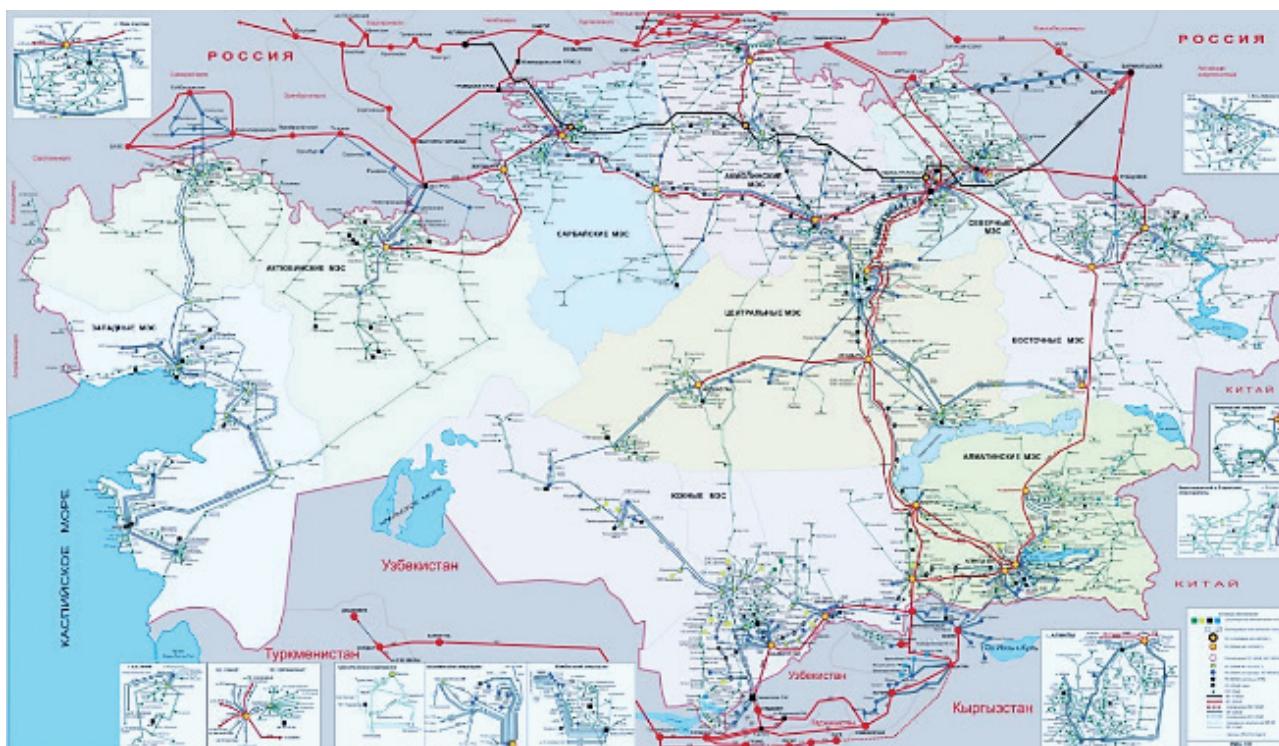


Рисунок 3 – Карта-схема электрической сети РК



на сечение Север – Юг. В 2035 году к нарушению динамической устойчивости приведет потеря 50% ВИЭ.

Даже при условии покрытия всего роста дефицита в Южной зоне за счет ввода ВИЭ проблемы с устойчивостью останутся актуальными. В таком случае потребуется вводить большее количество

ВИЭ, что также приведет к увеличению возможных набросов мощности.

Для энергосистемы Казахстана существуют также ограничения в виде недостаточной пропускной способности сечений на границе с соседними государствами относительно мощности казахстанской энергосистемы.

Диаграмма 20 – Характерная загрузка транзита Север – Юг в течение зимнего месяца

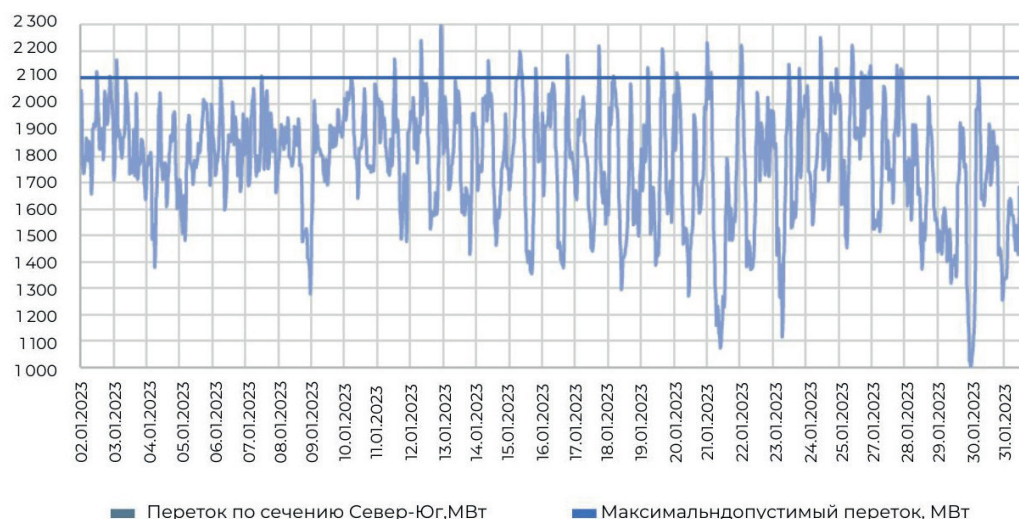


Диаграмма 21 – Набросы мощности при различных % отключения ВИЭ в Южной зоне

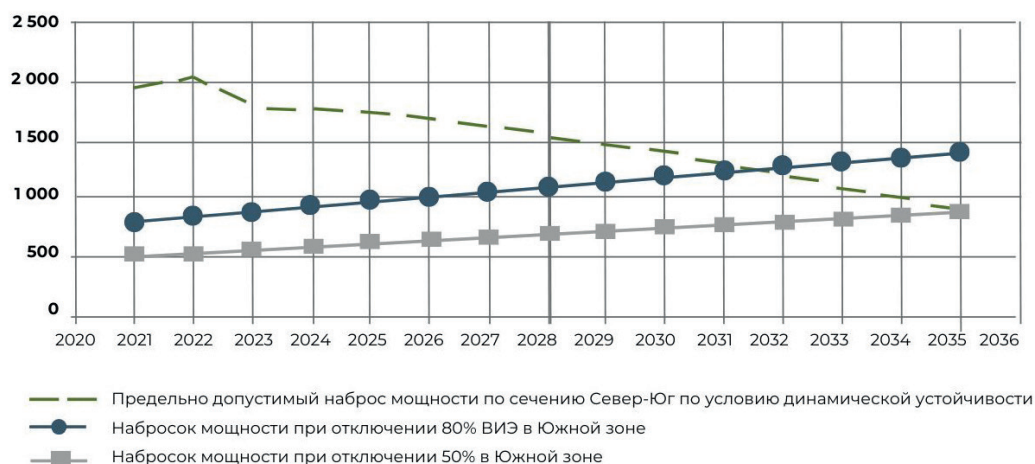
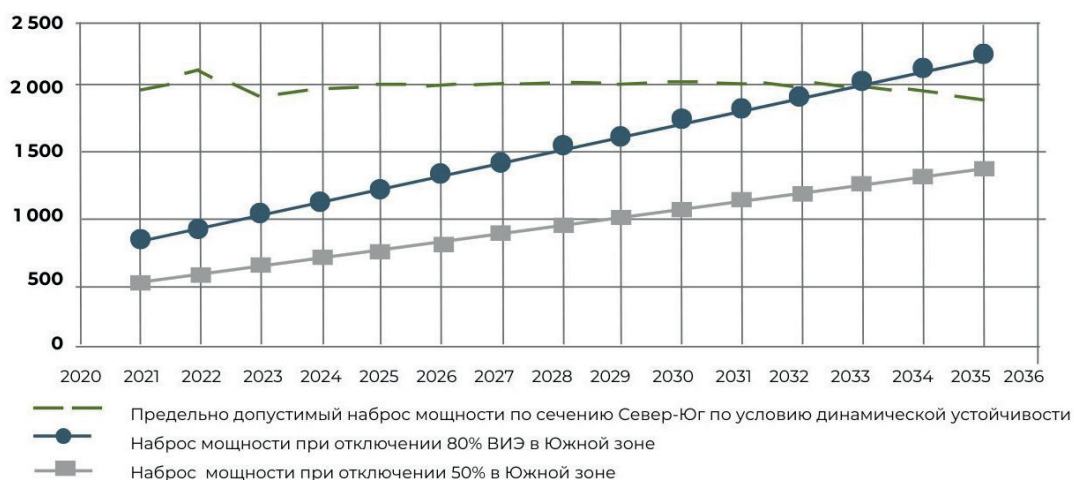


Диаграмма 22 – Набросы мощности при различных % отключения ВИЭ в Южной зоне



1.4.2. Отличия ЕЭС Казахстана и зарубежных энергосистем с точки зрения обеспечения устойчивости параллельной работы

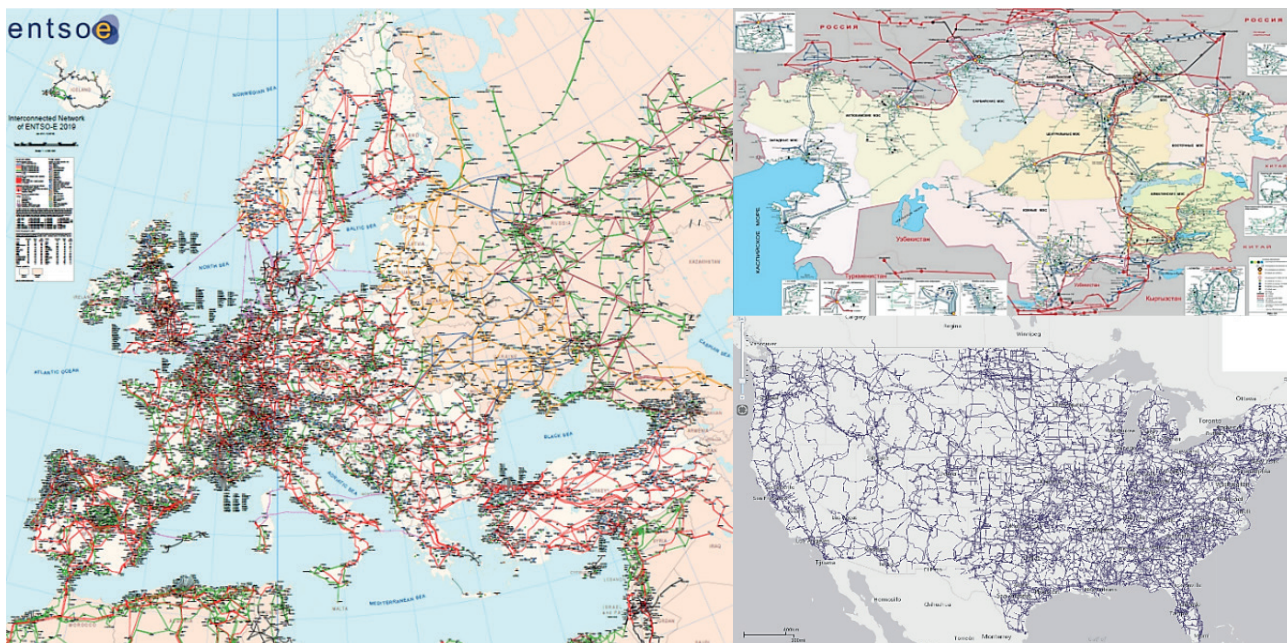
Влияние прерывистой генерации на режим работы энергосистемы с точки зрения надежности, устойчивости изучается как в зарубежных, так и казахстанских работах. Большинство исследований выявляет снижение устойчивости энергосистемы, негативное влияние на системы традиционной генерации, усложнение процессов управления при высокой доле введенных объектов ВИЭ¹². Важно понимать, что в ходе реализации политики увеличения доли ВИЭ в энергобалансе системы необходимо более разборчиво перенимать опыт зарубежных энергосистем и учитывать особенности конфигурации энергосистемы, характеристику, режим работы, возраст существующего генерирующего оборудования, ограничения системообразующей сети, концентрацию потребления и многое другое. Как пример можно привести географическое положение Казахстана и соответствующий ему резко континентальный климат, который предполагает повышенную

стиции, а также переход на неэффективные режимы работы. Подобные ограничивающие факторы касаются и пропускной способности сети¹³.

При сравнении энергосистемы Казахстана с энергосистемами развитых стран с высокой долей ВИЭ, таких как страны ЕС и США, очевидна разница в топологии энергосистем. В качестве особенностей единой энергосистемы Европы можно отметить избыточную сетевую инфраструктуру, относительно небольшую длину линий электропередачи, а также равномерное распределение центров генерации и потребления. Подобная структура энергосистемы дает определенные преимущества с точки зрения внедрения больших объемов ВИЭ.

Во-первых, для относительно коротких линий можно пренебречь ограничением пропускной способности по критерию статической апериодической устойчивости, так как это ограничение становится актуальным для достаточно протяженных линий. Для линий небольшой длины основным ограничением является токовая загрузка. Предел передаваемой мощности по критерию токовой загрузки для

Рисунок 4 – Топология энергосистемы Казахстана в сравнении энергосистемами ЕС и США



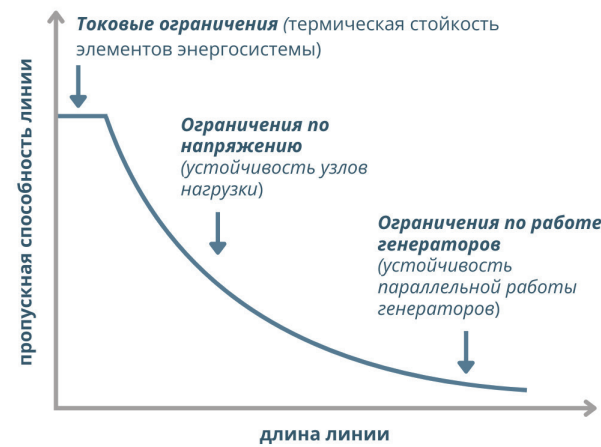
потребность в тепловой энергии. Значительная доля генерации представлена когенерацией, которая работает по тепловому графику и ограничена в участии в регулировании дисбалансов ВИЭ в связи с техническими и технологическими ограничениями. Для привлечения генерации, участвующей в обеспечении тепла, требуются значительные инве-

коротких линий превышает предел по критерию статической устойчивости, что позволяет оптимальнее использовать пропускную способность линий, причем по мере увеличения длины линии предел передаваемой мощности по критерию статической устойчивости снижается.

¹² Yosef G.B., et al. (2021), Wu Y. et al. (2016), Mars, P., O'Sullivan, A., & Keppo, L. (2020), Xiangjun, LI, Liangzhong, YAO & Dong, HUI. (2016), Krietemeyer, B., Dedrick, J., & Sabaghian, E. (2021).

¹³ Mukatov, B., Khabibullin, R. (2018). Renewable energy sources in future energy balance of the republic of Kazakhstan. E3S Web of Conferences, 58, 03006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20185803006>

Диаграмма 23 – Сравнение предельного перетока по статической устойчивости и по условию термической стойкости проводов



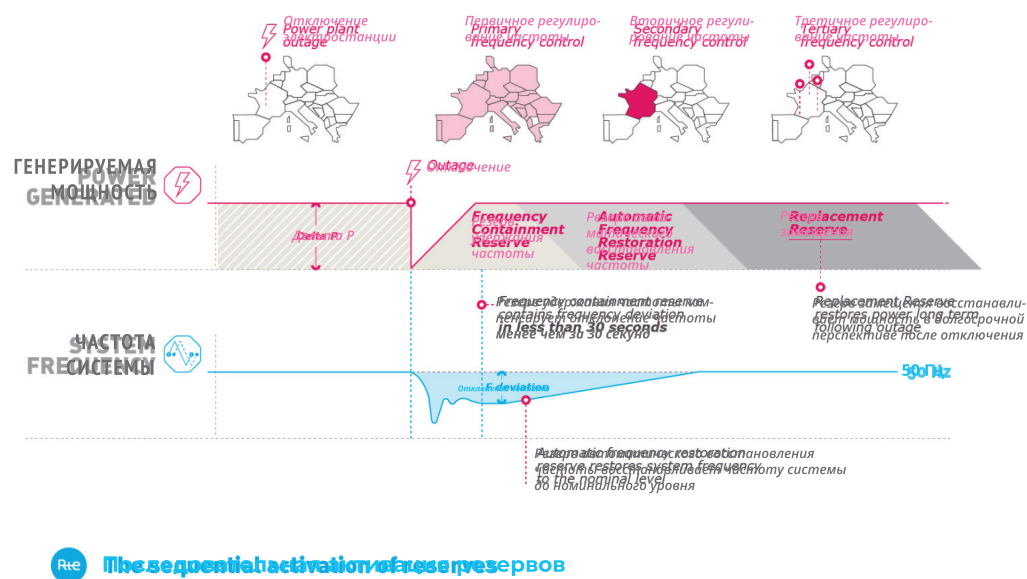
Во-вторых, избыточность сетевой инфраструктуры позволяет также сильнее загружать существующие линии из-за отсутствия необходимости поддерживать требуемый послеаварийный переток при возникновении аварийных нарушений. В энергосистеме Казахстана используется определение перетока по основным сечениям с учетом обеспечения требуемого послеаварийного перетока и с учетом доступного объема управляющих воздействий противоаварийной автоматики, потому что в условиях небольшого числа линий отключение даже одной из них может привести к перегрузу оставшихся связей

в послеаварийном режиме.

Избыточная сетевая инфраструктура и высокая пропускная способность сети позволяют обеспечивать хорошую связь энергоузлов друг с другом для покрытия резервирования небалансов, вызванных нестабильной генерацией ВИЭ. Это позволяет странам Европы внедрять в свои энергосистемы большой объем ВИЭ и даже полностью замещать в некоторых режимах традиционную генерацию, полагаясь на регулирующие способности смежных энергосистем. При этом энергосистема Казахстана, состоящая из протяженных линий электропередачи и имеющая ограниченную пропускную способность по сечениям со смежными энергосистемами, не может позволить себе не только полное замещение традиционной генерации возобновляемыми источниками энергии, но и замещение даже ее без соответствующей подготовки¹⁴.

Другой отличительной особенностью энергосистемы Казахстана от стран Европы является способ регулирования частоты и перетоков мощности. В единой энергосистеме Европы первичное регулирование частоты осуществляется всеми электростанциями всех стран, входящих в энергообъединение. Вторичное регулирование осуществляется автоматически энергосистемами каждой страны для поддержания установленных сальдо-перетоков. Такая распределенная система регулирования позволяет эффективно устранять небалансы мощности, вызванные отклонениями ВИЭ, и совместно использовать доступные резервы регулирования¹⁵.

Диаграмма 24 – Первичное, вторичное и третичное регулирование частоты и перетоков мощности на примере энергосистемы Франции в составе единой энергосистемы Европы



¹⁴ Mukatov, B., Khabibullin, R. (2018). Renewable energy sources in future energy balance of the republic of Kazakhstan. E3S Web of Conferences, 58, 03006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20185803006>.
¹⁵ ENTSO-E. AUTOMATIC FREQUENCY RESTORATION RESERVE PROCESS. IMPLEMENTATION GUIDE. 2021-01-27. APPROVED DOCUMENT VERSION 1.1

В энергосистеме Казахстана, в отличие от энергосистем стран Европы, фактически отсутствует собственное нормированное первичное регулирование частоты. Функции регулирования частоты в единой энергосистеме стран бывшего Советского Союза выполняет энергосистема России. Регулирование сальдо-перетоков со смежными энергосистемами в Казахстане осуществляется системой АРЧМ. Однако из-за недостатка балансирующих мощностей АРЧМ не может полностью компенсировать отклонения на границе.

Отсутствие локальных резервов первичного и вторичного регулирования приводит к тому, что все колебания мощности, вызванные в том числе нестабильной генерацией ВИЭ, транслируются на межгосударственный переток с энергосистемой РФ, что, помимо увеличения отклонения на границе, загружает электрическую сеть и увеличивает потери в сети. Отсутствие в энергосистеме Казахстана собственных средств балансирования отклонений мощности также оказывает сильное сдерживающее влияние на развитие ВИЭ.

1.4.2.1. Особенности западной архитектуры построения энергосистем на примере энергосистемы Техаса

Несмотря на более благоприятную для ВИЭ структуру энергетики в западных странах, тем не менее энергосистемы с большой долей ВИЭ подвержены рискам, связанным с нестабильной генерацией. В качестве примера можно привести системную аварию, произошедшую в штате Техас, США, 14-15 февраля 2021 года.

Тепловая энергетика составляет 80% от общей выработки электроэнергии в США. Выработка ВЭС и СЭС – примерно 10%-ную часть производства электроэнергии.

В Техасе доля возобновляемых источников энергии намного выше, чем в среднем по США. На долю ВЭС и СЭС приходится почти 25% годовой выработки электроэнергии в штате.

Штат Техас самостоятельно регулирует свой энергетический сектор. При этом конкурентный характер нерегулируемого энергетического рынка Техаса не способствует дополнительным затратам, обеспечивающим надежность оборудования.

Блэкаут 14-15 февраля 2021 года произошел по причине резкого похолодания, что привело к снижению генерации ВЭС и запустило цепную реакцию системной аварии.

Как видно на диаграмме ниже, сбои при холодной погоде распространились на все виды генерации.

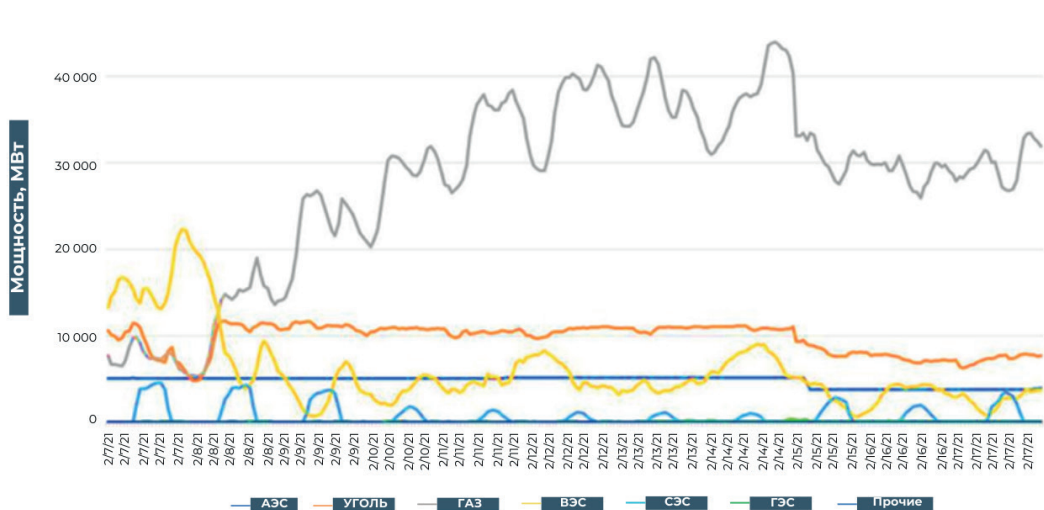
Ветряные турбины в 2020 году обеспечивали в среднем 23% электроэнергии Техаса и, как правило, немного больше зимой из-за более низкого спроса на электроэнергию.

Техасские ветрогенераторы также имели свою долю проблем со льдом, из-за чего до двух третей ветряных турбин штата работали в нештатном режиме. В холодные дни смазка турбины и ее редуктора может замерзнуть, снижая выработку, также генерация снижается из-за покрытых льдом лопастей.

Пакеты утепления добавляют около 5% к стоимости турбины, а дополнительная потребляемая мощность на собственные нужды снижает общую производительность турбины. В Техасе, где ВЭС находятся на конкурентном рынке с другими технологиями на основе рыночного ценообразования на электроэнергию, установка дополнительного оборудования невыгодна экономически.

Прогноз ERCOT (Electric Reliability Council of Texas – Системный оператор штата Техас) в части сезонной оценки, достаточности ресурсов (на ОЗП 2020-2021 годов) предполагал наличие генерирующих мощ-

Диаграмма 25 – Генерация в штате Техас по типам электростанций



ностей в объеме около 67 529 МВт – без учета ветра и солнечной энергии. Также прогнозировался пиковый спрос величиной около 57 699 МВт. Таким образом, даже при отсутствии ветра и солнечной энергии у оператора электрической сети резервы мощностей на станциях прогнозировались на уровне более 17%.

Перед массовыми отключениями 15 февраля общая генерация превысила оба числа из прогноза, достигнув 68 022 МВт в 2 часа ночи того же дня. Эта величина была достигнута в середине ночи – обычный минимум потребления. К 20:00, времени, когда спрос на электроэнергию обычно достигает пика, ERCOT поставлял в сеть только 44 809 МВт. Резкое снижение генерации привело к масштабным отключениям потребителей и значительному экономическому ущербу.

Системная авария в Техасе показывает, что даже продвинутые энергосистемы с развитой сетевой инфраструктурой, достаточными резервами мощности и сильными связями со смежными энергосистемами подвержены авариям, вызванным нестабильной генерацией ВИЭ.

1.4.2.2. Особенности западной архитектуры построения энергосистем на примере энергосистемы Дании

В качестве положительного примера энергосистемы с высокой долей ВИЭ можно привести Данию, которая является мировым лидером в области развития и внедрения ВИЭ.

Уже сейчас в Дании ВИЭ способны покрыть 100% потребления. Дания имеет практически 100%-ный

обеспеченный топливом резерв газотурбинной генерации, способной при необходимости оперативно включиться в работу. Также Дания рассматривает использование газохранилищ для хранения водорода, полученного за счет электролиза с использованием электричества от ВИЭ.

Наличие собственных маневренных резервов у европейских энергосистем, несмотря на мощные межгосударственные связи, позволяет европейским странам обеспечивать безопасное внедрение большего объема ВИЭ, чем другие страны.

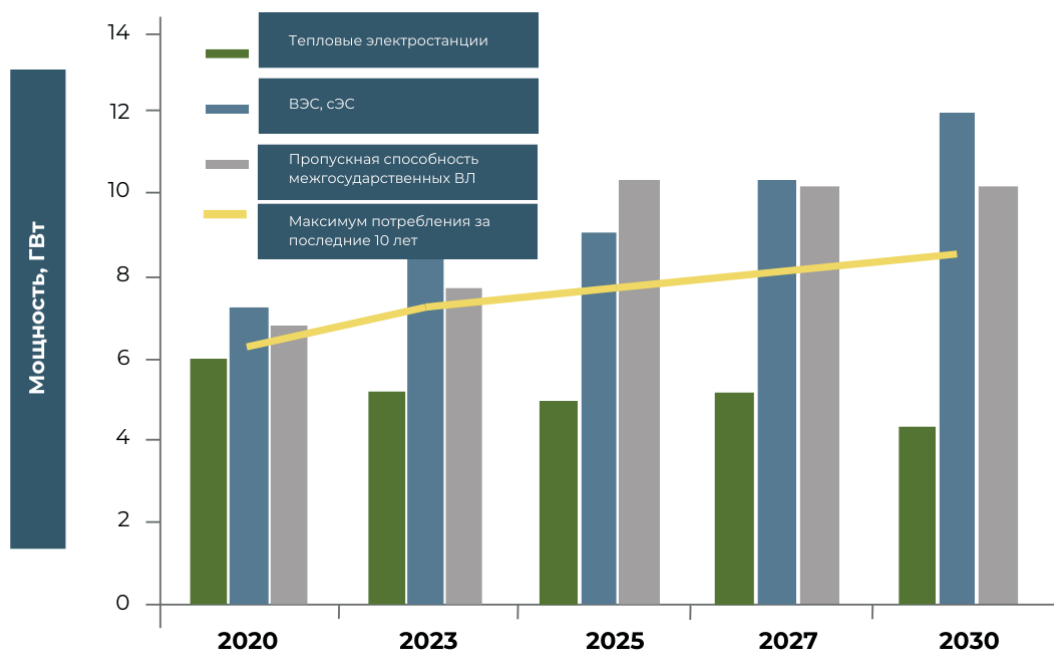
1.4.3. Проблема поддержания баланса мощности при интеграции ВИЭ в ЕЭС РК с учетом имеющейся структуры генерации и электрических сетей

1.4.3.1. Влияние ВИЭ на балансовую надежность

Ряд исследований выявляет снижение устойчивости энергосистемы, негативное влияние на системы традиционной генерации, усложнение процессов управления при высокой доле введенных объектов ВИЭ.

Южная зона энергосистемы Казахстана энергонедефицитна примерно на 2000 МВт и покрывает дефицит от Северной зоны. Основные проблемы с устойчивостью в ЕЭС Казахстана наблюдаются на транзите, соединяющем Северную и Южную зоны. Запланированное значительное увеличение ВИЭ в Южной зоне способно усугубить существующие проблемы с обеспечением устойчивости. При сохранении текущей динамики ввода ВЭС и СЭС в ближайшем будущем максимальное мгновенное значение выработки СЭС и ВЭС будет составлять

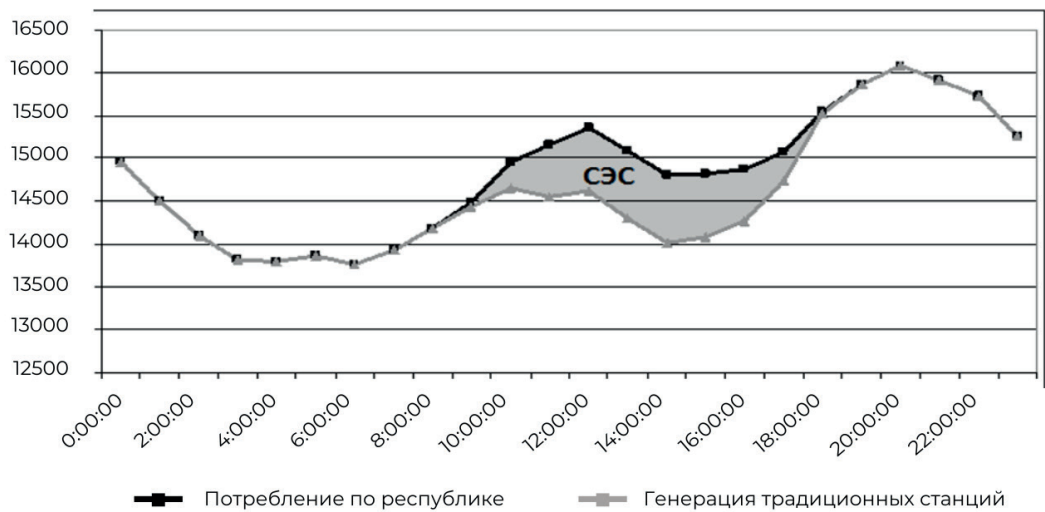
Диаграмма 26 – Текущий и прогнозный баланс мощности энергосистемы Дании



около 7% от общей генерации страны и 45% в Южной зоне. Увеличение объема ВИЭ требует большей регулировочной способности традиционных станций для покрытия остаточной нагрузки, так как солнечная генерация изменяет форму суточного графика потребления в сторону увеличения дневного провала графика. Остаточная нагрузка – это

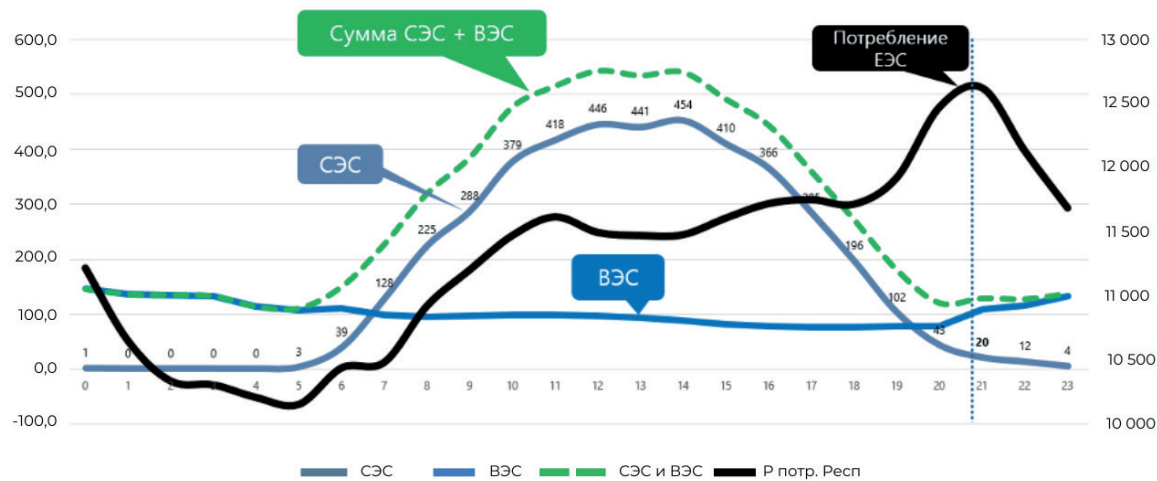
потребление, за вычетом генерации от ВИЭ, то есть это нагрузка, которую должны покрывать традиционные станции. В день максимального потребления при максимальной выдаче от СЭС необходимая мощность традиционных станций для покрытия вечернего пика остаточной нагрузки увеличивается на 800 МВт, то есть на 65%.

Диаграмма 27 – Характерный суточный график в день максимальной нагрузки с учетом максимальной выдачи СЭС



В часы максимума потребления ЕЭС генерация СЭС практически отсутствует.

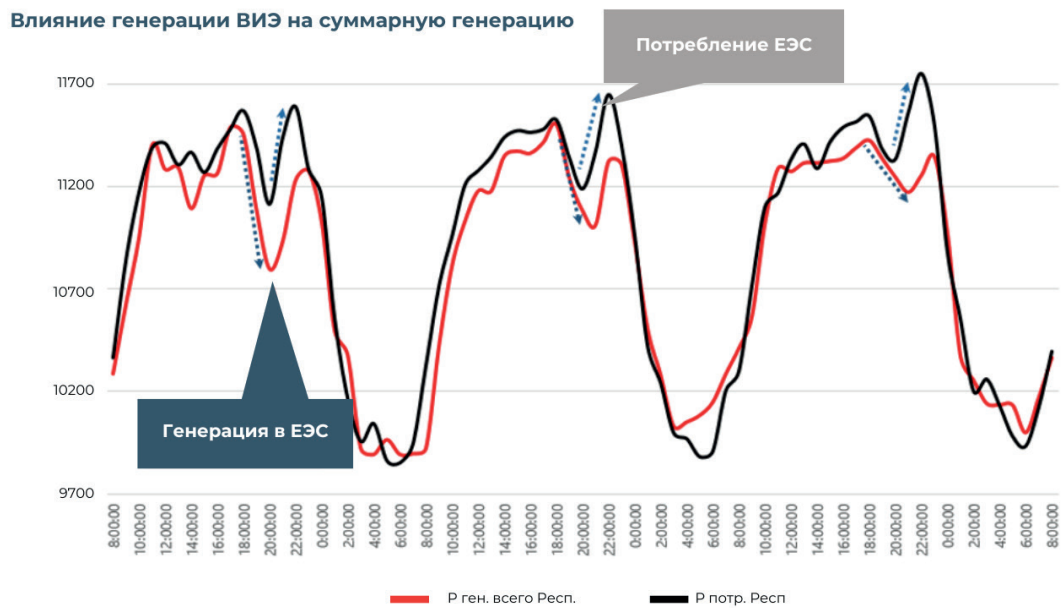
Диаграмма 28 – Характерный суточный график потребления и генерации ВИЭ



Снижение генерации ВИЭ в часы вечернего максимума потребления заставляет задействовать имеющиеся резервы. Из-за выбытия генерации СЭС к вечеру суммарная генерация в ЕЭС РК на вечерний максимум снижается. При этом потребление

мощности возрастает, и традиционная генерация вынуждена компенсировать разрыв. При этом выбытие СЭС в часы максимума влечет за собой нагрузку на традиционные станции и высокую скорость мобилизации резервов.

Диаграмма 29 – Влияние генерации ВИЭ на суммарную генерацию



1.4.3.2. Влияние ВИЭ на сальдо-перетоки со смежными энергосистемами

Объекты ВИЭ ввиду нестабильности первичного энергоносителя (ветер, солнце), непрерывно создают в ЕЭС Казахстана дисбалансы мощности, которые могут приводить к перегрузам системообразующей сети и значительным отклонениям сальдо-перетоков мощности ЕЭС Казахстана от плановых величин. Для компенсации дисбалансов ВИЭ требуется автоматическое регулирование, обеспеченное резер-

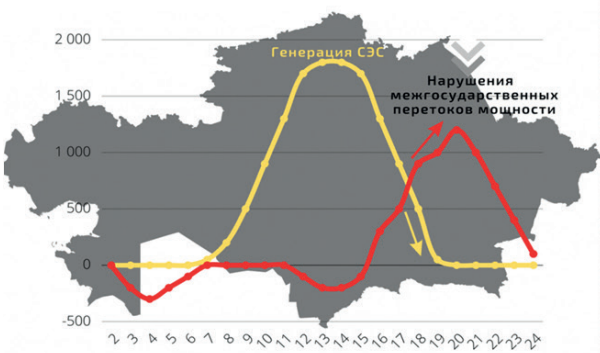
фактической генерации ВИЭ от плана. В условиях энергосистемы Казахстана отклонения ВИЭ в первую очередь транслируются на сальдо-переток с РФ.

1.4.3.3. Влияние ВИЭ на режимы работы сетевой инфраструктуры

Помимо влияния на балансовую надежность, ВИЭ также влияют и на режимы работы системообразующей сети. По данным исследования, проведенного специалистами АО «KEGOC», интеграция

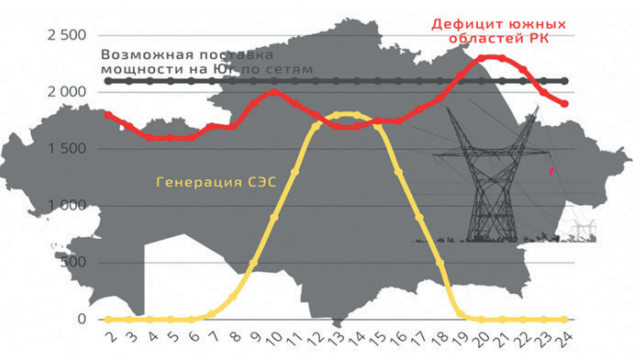
Диаграмма 30 – Влияние отклонений ВИЭ на сальдо-перетоки с РФ и транзитную нагрузку

Влияние генерации СЭС на перетоки из РФ



Дисбалансы ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии приводят к отклонениям фактического сальдо-перетока мощности на границе Казахстан-Россия

Влияние генерации СЭС на транзитную нагрузку



Дисбалансы мощности на юге РК вызванные ВИЭ (в первую очередь СЭС) приводят к перегрузке транзита 500-220 кВ Север-Юг ЕЭС Казахстана

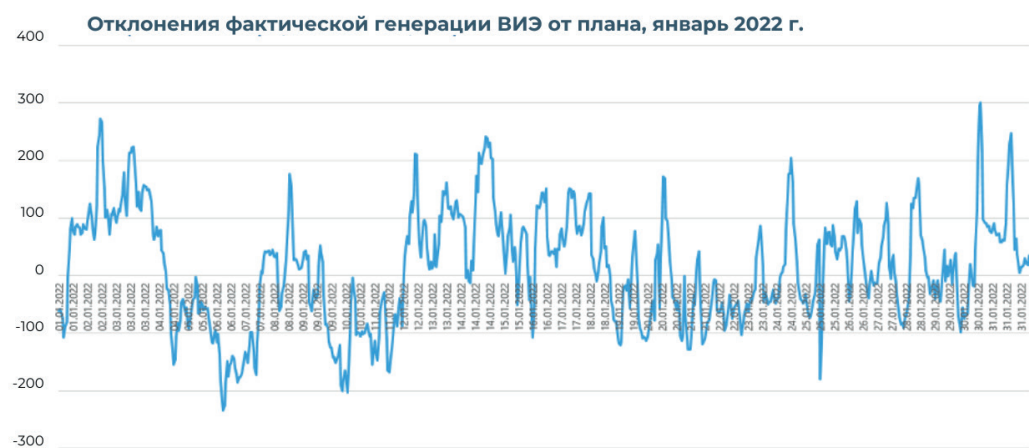
вами необходимого качества (скорость, мощность, объем). Однако на сегодня в ЕЭС Казахстана наблюдается острый дефицит регулирующих мощностей.

Поскольку технологически генерация ВИЭ зависит от природных факторов, имеют место отклонения

ВИЭ приводит к снижению пропускной способности сетевой инфраструктуры.

Этот эффект объясняется тем, что по мере замещения традиционной генерации распределенной возобновляемой генерацией источники регулиро-

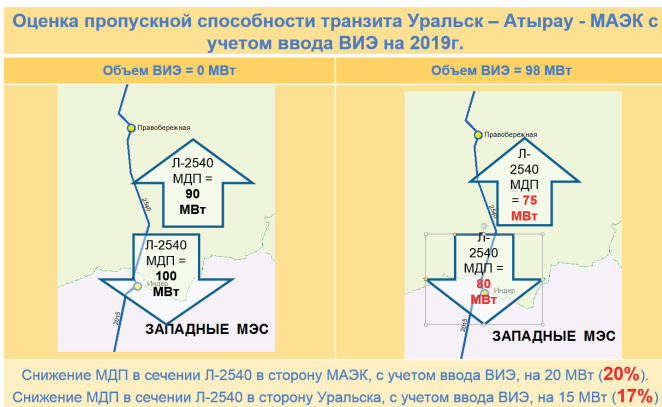
Диаграмма 31 – Характерные отклонения фактической генерации ВИЭ от плана, МВт



вания реактивной мощности перемещаются вглубь распределительных сетей, лишая высоковольтную сеть подпитки реактивной мощностью, снижая пре-

дел передаваемой мощности и пропускную способность магистральной сети.

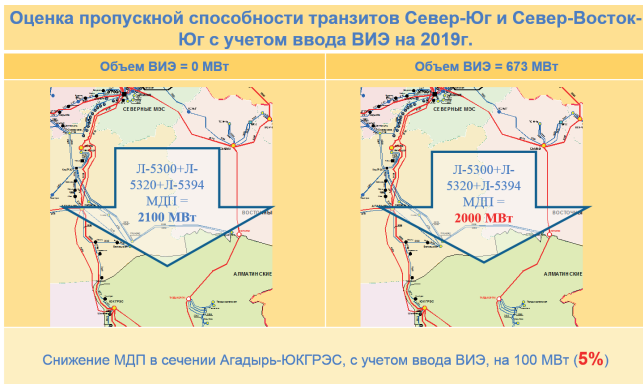
Диаграмма 32 – Оценка пропускной способности транзита Уральск – Атырау – МАЭК с учетом ввода ВИЭ на 2019 год



– Снижение МДП в сечении Л-2540 в сторону МАЭК с учетом ввода ВИЭ на 20 МВт (20%);

– Снижение МДП в сечении Л-2540 в сторону Уральска с учетом ввода ВИЭ на 15 МВт (17%).

Диаграмма 33 – Оценка пропускной способности транзитов Север – Юг и Север – Восток – Юг с учетом ввода ВИЭ на 2019 год



– Снижение МДП в сечении Агадырь – ЮКГРЭС с

учетом ввода ВИЭ на 100 МВт (5%).

1.4.4.4. Потенциал использования тепловых электростанций для балансирования ВИЭ

Из-за климатических особенностей резко континентального климата в Казахстане повышенная потребность в тепловой энергии. Значительная доля генерации представлена когенерацией, которая работает по тепловому графику, и ограничена в участии в регулировании дисбалансов ВИЭ в связи с техническими и технологическими ограничениями. Частые изменения нагрузки, эксплуатация на минимальном устойчивом уровне и цикличность могут повысить операционные затраты и ускорить износ активов генерации, рассчитанных на более стабильный режим эксплуатации.

В случае использования ТЭЦ в целях балансирования увеличение генерации возобновляемой энергии изменит режимы работы участвующих в балансировании тепловых электростанций.

Энергоблоки ТЭЦ будут испытывать в среднем большее число запусков, более продолжительное время работы на минимальном устойчивом уровне и более короткие сроки работы в расчете на один запуск.

При более продолжительном времени эксплуатации на минимальном устойчивом уровне снижается коэффициент использования установленной мощности участвующих в балансировании энергоблоков.

Таким образом, использование ТЭЦ в целях балансирования приведет к значительному снижению эффективности их работы. Как показывает опыт последних лет, нарушение работы ТЭЦ приводит к серьезным социальным последствиям.

1.4.4.5 Влияние ВИЭ на динамические характеристики энергосистемы

Другим существенным фактором, оказывающим влияние на энергосистему при масштабном внедрении ВИЭ, является вопрос динамической устойчивости.

Синхронный генератор – это электромеханическая система, для возмущения которой требуется воздействие значительной силы. С вводом ВИЭ энергосистема становится «легче», уязвимее к возмущениям, следовательно, более подверженной нарушениям устойчивости. Также с увеличением доли ВИЭ, подключенных через grid following инверторы¹⁶, снижается чувствительность систем релейной защиты (РЗА).

Согласно исследованию, проведенному группой исследователей в Республике Корея¹⁷, в котором оценивалось влияние широкомасштабного внедре-

ния ВИЭ на динамическую устойчивость, сравнивались различные сценарии развития энергосистемы с существующей энергосистемой Республики Корея. В проведенном исследовании генераторы были представлены одномашинными эквивалентами, разделенными на критическую и некритическую группы, а сравнение различных сценариев производилось по критерию равенства площадок ускорения и торможения. Влияние внедрения ВИЭ также рассматривалось путем сравнения предельного времени отключения короткого замыкания при различных сценариях. Этот метод исследования был опробован в перспективной схеме энергосистемы Кореи на 2030 год.

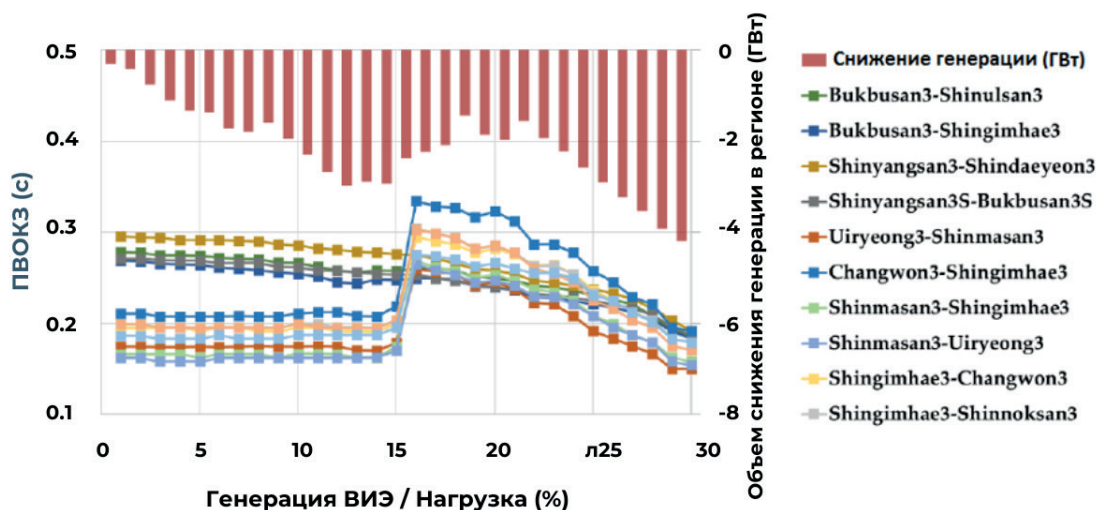
Результаты исследования подтвердили предположения о негативном влиянии масштабного внедрения ВИЭ на динамические характеристики энергосистем. Неожиданным результатом исследования оказалось то, что динамическая устойчивость улучшается, когда внедряется небольшой объем ВИЭ. Однако по мере того, как масштаб внедрения ВИЭ увеличивается, динамическая устойчивость значительно ухудшается. Причина этого расхождения объясняется ростом дисбаланса между региональной генерацией и потреблением по мере внедрения ВИЭ. Есть и другое объяснение: увеличение доли ВИЭ подразумевает уменьшение количества синхронных генераторов, а это означает уменьшение тока короткого замыкания и уменьшение инерции. Таким образом, система становится слабее, как упоминалось выше. Регионы, в которых внедрение ВИЭ вызывает рост генерации, не совпадают с регионами, в которых внедрение ВИЭ вызывает снижение генерации.

В ходе исследования также оценивалось влияние внедрения ВИЭ на предельное время отключения коротких замыканий (ПВОКЗ). По мере возрастания в регионе генерации ВИЭ значения ПВОКЗ в этом регионе имеют тенденцию к непрерывному снижению, несмотря на их небольшую величину. Тем не менее значения ПВОКЗ показывают тенденцию к быстрому росту при внедрении ВИЭ в диапазоне от 15 до 20 ГВт. Впоследствии ПВОКЗ уменьшается по мере увеличения внедрения ВИЭ.

На основании проведенного исследования на практическом примере можно подтвердить, что изменения в региональной генерации, вызванные внедрением ВИЭ, тесно связаны с вопросами динамической устойчивости. Как правило, если генерация ВИЭ в регионе увеличивается, ПВОКЗ в целом имеет тенденцию к снижению. И наоборот: вывод из работы традиционного генератора является фактором, который вызывает увеличение значения

¹⁶ Согласно NREL, grid following инверторы контролируют выходной ток, при этом синхронизация зависит от другого источника.

¹⁷ Seungchan Oh, Heewon Shin, Hwanhee Cho, Byongjun Lee. Transient Impact Analysis of High Renewable Energy Sources Penetration According to the Future Korean Power Grid Scenario. November 2018

Диаграмма 34 – Изменение генерации и различные значения ПВОКЗ в регионе Йоннам


ПВОКЗ. Однако эффект от прекращения работы традиционного генератора ограничен аварийным возмущением, на которое влияет этот генератор. Кроме того, при внедрении генерации ВИЭ ее влияние на значения ПВОКЗ наблюдается во всем регионе, так как она имеет форму, которая позволяет равномерное распространение внутри региона.

В настоящее время доля ВИЭ в энергосистеме Казахстана не превышает 10%. На данном этапе генерация ВИЭ не оказывает заметного негативного влияния на динамическую устойчивость эффективности работы устройств релейной защиты. Однако по мере увеличения доли ВИЭ эти проблемы будут становиться все более угрожающими.

Решением проблемы снижения инерционности энергосистемы из-за ВИЭ могут стать grid forming инверторы. Решением проблемы снижения чувствительности РЗА могут стать синхронные компенсаторы (синхронные конденсаторы) и grid forming инверторы. Синхронные компенсаторы являются текущим решением проблемы слабости сетей в странах с большим количеством возобновляемой энергии, но самые совершенные инверторы, формирующие сеть, могут заменить синхронные компенсаторы, добавляя дополнительные функции, такие как возможность черного запуска (black start) в случае необходимости.

1.4.5. Использование распределенной генерации для балансирования ВИЭ

Одним из решений недостатка маневренных мощностей для регулирования дисбалансов, вызванных нестабильной генерацией ВИЭ, является развитие распределенной малой генерации.

Распределенная генерация подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Мощность таких источников выбирается исходя из

ожидаемой мощности потребителя с учетом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т. д.) и может варьироваться в широких пределах (от двух-трех до сотен киловатт). При этом потребитель может не отключаться от общей сети электроснабжения.

Современные высокоэффективные газотурбинные и парогазовые установки (ГТУ и ПГУ) имеют КПД до 55-60%, высокую маневренность и исполнение в широком диапазоне мощностей, в том числе малые – от единиц до одного-двух десятков МВт. Отличительной особенностью таких установок, особенно малых, является их высокая заводская готовность, что позволяет вводить их в эксплуатацию за период в пределах года. Одновременно появился большой ассортимент мини- и микро- ГТУ (от долей кВт до нескольких десятков кВт). На основе малых ГТУ начали сооружаться малые ГТУ-ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла, которые устанавливаются непосредственно у потребителей и подключаются к распределительной электрической сети на напряжениях 6-35 кВ.

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются:

- адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию; это способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности;
- повышение адаптационных возможностей самих ЭЭС к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков;
- появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);
- рост доли газа в топливоснабжении электростанций;

ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ (гидро-энергии, ветра, биомассы и др.) при протекционистской политике государств¹⁸.

Пока что основными интересами потребителей остаются возможности резервирования, экономия за счет снижения расходов, повышенный КПД одновременной генерации тепла и электроэнергии. Энергокомпании уже начинают рассчитывать на существенную поддержку от распределенных генераторов при пиковых нагрузках, на использование этих мощностей для снижения потерь и улучшения параметров работы сети.

Распространенные на сегодня технологии распределенной генерации при сравнении с централизованной генерацией во многих случаях дают для распределенной генерации более высокие капитальные и текущие затраты. Однако дополнительные преимущества, такие как когенерация тепла, повышение надежности, отсутствие сетевых издержек, уже сейчас делают распределенную генерацию выгодной во многих применениях.

Основные причины привлекательности строительства распределенной генерации для потребителей:

- высокий КПД (80-90% против 40-50% у традиционных ТЭС);
- работа на различных топливных ресурсах, в том числе местных, включая ТБО;
- повышение энергоэффективности за счет возможного производства электроэнергии и тепла с использованием единого источника первичной энергии;
- быстрое строительство и мобильность;
- снимается необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры (эффективная работа на экономически невыгодных для централизованной системы территориях);
- наличие источников напряжения в непосредственной близости от нагрузки увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных уровней напряжения в сети и снижает риск потери устойчивости;
- снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности (потери около 1% против 10-15%);
- финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, намного ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью;
- снижается уязвимость от террористических атак, так как защита распределенной генерации от такого рода диверсий интегрирована

- с охраной самого промышленного предприятия;
- предсказуемость затрат на энергоснабжение;
- повышение надежности энергоснабжения для владельца собственного источника электроэнергии, ведь большинство перерывов в энергоснабжении связано с нештатными ситуациями в сетевом хозяйстве;
- возможность расширения производства на предприятии, так как нет необходимости ждать развития инфраструктуры поставщиками электроэнергии; по закону сетевой компании дано право осуществлять технологическое присоединение с отсрочкой в два года;
- отпадает необходимость оплаты технологического присоединения к сетям.

Работа малой генерации параллельно с сетями широко распространена в западных странах благодаря наличию законодательного разрешения и существующим тарифам передачи энергии от распределенных источников в сеть. Они способствуют тому, что использование этого режима экономически выгодно.

Однако в Казахстане работа генерирующего оборудования малой распределенной генерации параллельно с сетями в настоящее время встречается редко из-за сложных требований сетевых компаний на подключение к сети.

На сегодняшний день существуют следующие технологические барьеры параллельной работы маломасштабных генераторов с сетью:

- Необходимость масштабной реконструкции средств РЗА на подстанции присоединения объекта с малой генерацией. В критических случаях необходимо обеспечить ток короткого замыкания, чтобы обеспечить правильную работу систем защиты.
- повышение требований к профессиональному уровню оперативного персонала системы энергоснабжения объекта с малой генерацией;
- необходимость дорогостоящей интеграции объекта с малой генерацией в существующую систему оперативного управления с общим режимом работы.

К нетехнологическим барьерам на пути развития распределенной энергетики можно отнести:

- в действующих нормативно-правовых документах не заданы базовые понятия и не отражены в необходимой мере особенности распределенной малой энергетики;

¹⁸ *Распределенная генерация в электроэнергетических системах. Международная научно-практическая конференция «Малая энергетика-2005». Воронин Н.И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия)*

существующие нормативно-правовые документы не имеют современного целевого видения развития электро- и теплоэнергетики как единого процесса;

структура оптового и розничных рынков электроэнергии не позволяет инвесторам рассчитывать на приемлемую окупаемость проектов малой генерации;

В сфере ценообразования на услуги по передаче электрической энергии закреплены механизмы, не стимулирующие развитие малой когенерации. Потребитель электроэнергии от малого генератора, находящегося вблизи от нагрузки, вынужден платить сетевую составляющую по тарифу, учитывающему все распределительные сети региона.

законодательство о газоснабжении не содержит механизмов, позволяющих инвесторам гарантированно заключать долгосрочные договоры поставки газа, необходимые для реализации проектов в сфере малой энергетики.

Проблема интеграции малой генерации в энергосистему существует, актуальна и нуждается в технологическом и организационно-правовом решении.

Интеграция синхронной малой генерации в энергосистему путем прямого включения на параллельную работу обладает бесспорными преимуществами в части энергоэффективности и надежности.

Совокупный потенциал регулирования мощности от большого количества объектов малой

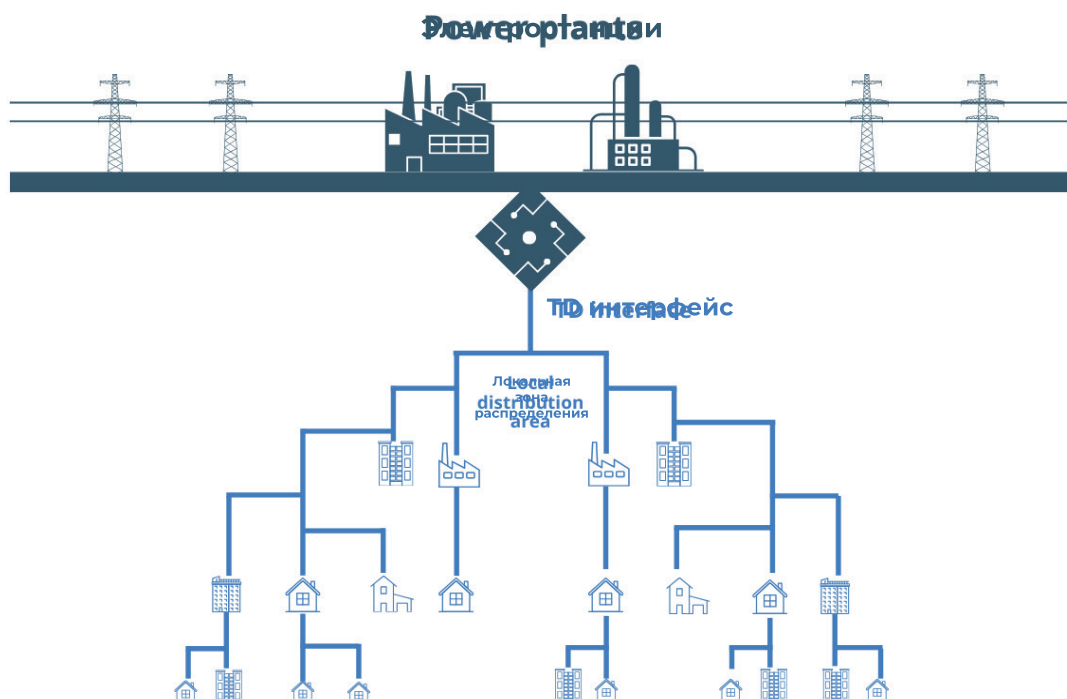
генерации способен оказать значительный положительный эффект на балансирование непостоянной генерации ВИЭ.

Распределенная энергетика повышает эффективность энергосистемы за счет снижения потребности в присоединенной мощности, появления локальных самобалансирующихся объединений генераторов и потребителей малой мощности, масштабного вовлечения массы небольших, но многочисленных энергетических активов конечных пользователей в процессы управления энергосистемой.

1.4.5.1. Потенциал распределенных технологий управления режимами энергосистем для повышения надежности функционирования ЕЭС Казахстана в условиях роста доли ВИЭ

Электроэнергетические системы, построенные по традиционной, централизованной архитектуре, к настоящему моменту практически полностью задействовали свой ресурс эффективности. В то же время на них оказывают существенное давление новые вызовы времени: быстрый рост доли непостоянной генерации от ВИЭ, изменение характера спроса потребителей, энергетический переход, необходимость эффективной электрификации и освоения новых территорий. Эти вызовы в различных сочетаниях стоят перед электроэнергетиками разных стран по всему миру, а проблема исчерпания ресурса эффективности централизованной энергетики в условиях активного внедрения ВИЭ является всеобщей.

Рисунок 5 – Архитектура традиционных сетей



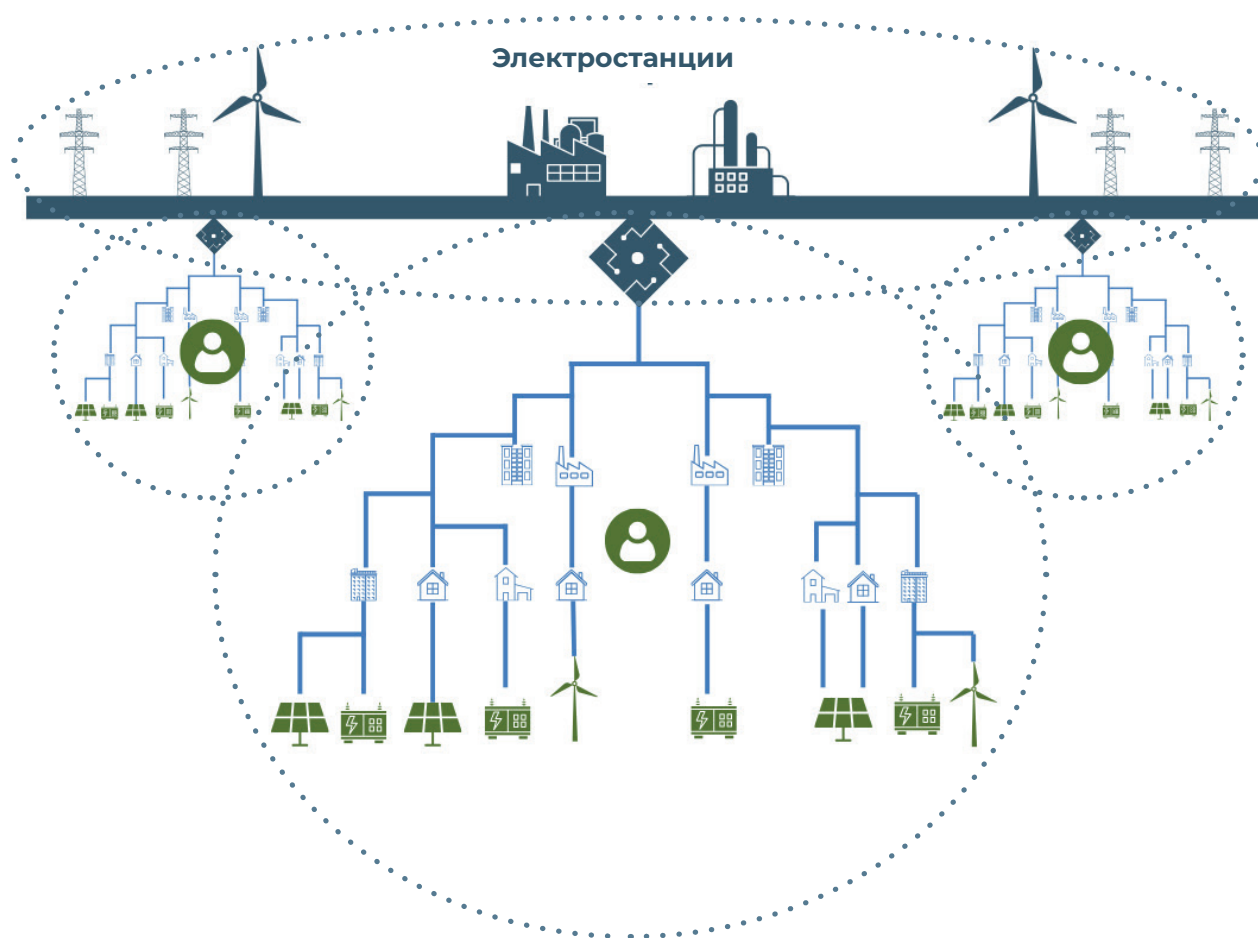
Для ответа на эти вызовы требуется новая архитектура электроэнергетических систем. Удовлетворить современным требованиям сможет распределенная электроэнергетика с децентрализованным управлением и рынками, а также широким вовлечением всех пользователей энергосистем в процесс управления ими в целях экономически оптимального, гибкого, качественного и надежного энергоснабжения. Большой потенциал повышения эффективности энергоснабжения потребителей раскрывается за счет развития распределенной энергетики, дополняющей существующую централизованную энергетическую систему. Однако в настоящее время существует проблема присоединения объектов с малой генерацией к электрическим сетям из-за

синхронная генерация, накопители, в том числе электромобили, агрегаторы спроса.

Основные принципы построения архитектуры распределенной энергетики:

- наличие возможности динамического изменения пользователями роли в энергосистеме;
- наличие между электроэнергетическим оборудованием информационных связей;
- полностью децентрализованное интеллектуальное управление за счет межмашинного (M2M) взаимодействия;
- наличие децентрализованного рынка, на котором заключаются P2P-контракты (peer-to-peer) как на куплю-продажу электроэнергии,

Рисунок 6 – Архитектура активных распределенных сетей

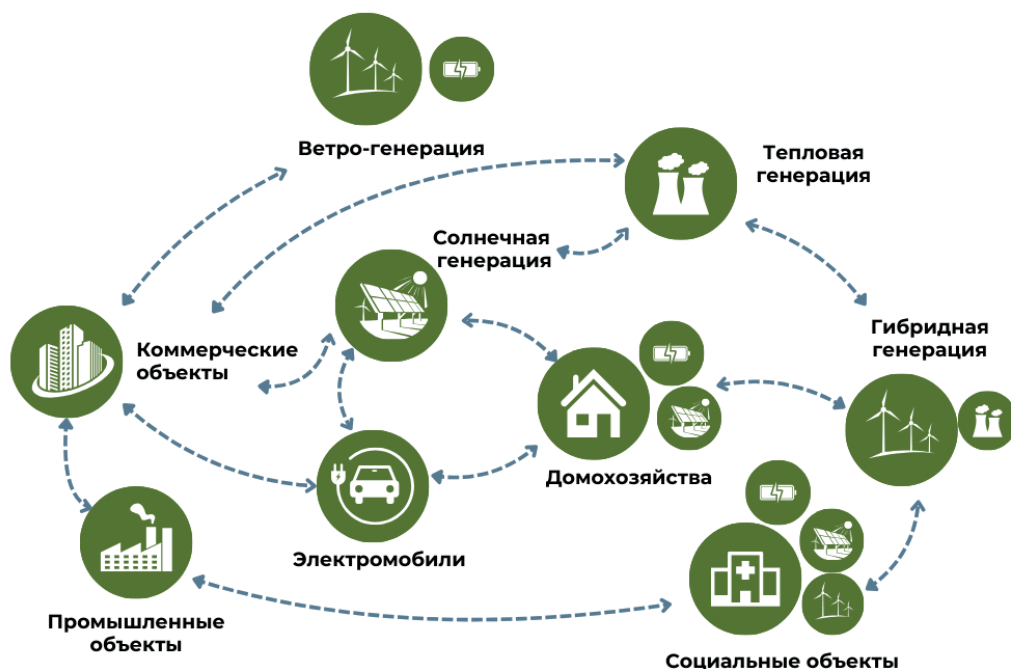


сложности организации диспетчерского управления и необходимости пересмотров принципов релейной защиты и противоаварийного управления в сетях с распределенной малой генерацией (РМГ).

В децентрализованной энергосистеме на уровне распределительных сетей присутствует как большое число распределенных потребителей, так и большое число распределенных производителей электроэнергии. Активными участниками при децентрализованном управлении являются ВИЭ, локальная

так и на оказание услуг; реализация всех процессов и управление ими при помощи прямых транзакций между пользователями.

Пользователь такой системы (различного масштаба) через интерфейсы интегрируется в нее и становится полноценным участником новых сервисов и бизнес-моделей. Он может совершать транзакции, приводящие к согласованным действиям энергетических устройств, и при этом будет обеспечена опти-

Рисунок 7 – Концептуальная модель распределенной энергетики


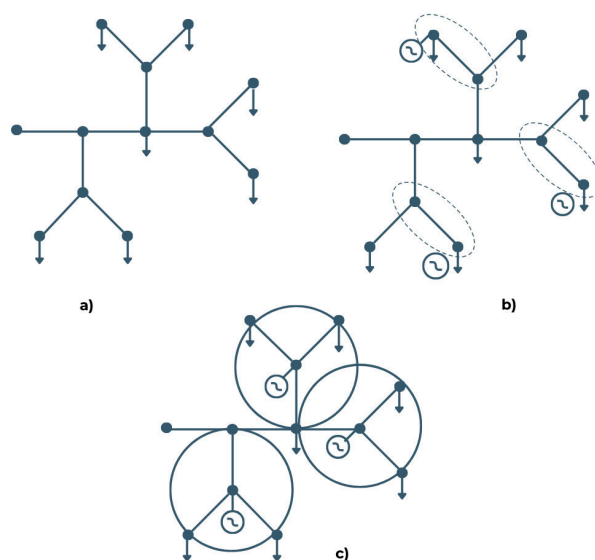
мальность совместной работы, а также устойчивость энергосистемы.

Архитектура распределенной энергетики, отвечающая этим требованиям – это такая децентрализованная электроэнергетическая система, в которой реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических транзакций между ее пользователями.

1.4.5.2. Децентрализованное регулирование мощности, напряжения, частоты, поддержание требуемого уровня надежности. Сопровождение рынка локальных услуг, а также совершенствование рынка вспомогательных услуг

По мере насыщения распределительных сетей малой синхронной генерацией и генерацией на основе ВИЭ для распределительных электрических сетей становится характерен переход от пассивной сети, связывающей центры питания с узлами нагрузки, к сети с «активными» потребителями электроэнергии и распределенной генерацией, принимающими участие в локальном регулировании режима сети для достижения собственных целей (диаграмма ниже). Предпосылками этого перехода являются появление в распределительных сетях большого количества генерации, включая ВИЭ, с незадействованным диапазоном регулирования, а также экономические, экологические и технологические факторы, побуждающие потребителей рационализировать электропотребление, участвовать

в производстве электроэнергии и регулировании напряжения.

Диаграмма 35 – Принципиальные схемы пассивной и активных сетей


На диаграмме принципиально представлены сети:

(a) – пассивная, (b, c) – с распределенной генерацией, в которых различные субъекты оказывают услуги по локальному регулированию режимных параметров.

1.4.5.3. Мультиагентная автоматика обеспечения живучести и самовосстановления энергосистем, использующая возможности распределенной генерации

При эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) часто возникают ситуации, при которых неизбежна работа ЭЭС со снижением надежности, или, иначе, при неполной функциональности, где под функциональностью понимается набор функций, предоставляемых энергосистемой, и качество их выполнения.

В традиционных энергосистемах функциональность обеспечивается за счет целостности структуры и режима системы, то есть устойчивости параллельной работы всех электростанций. Для этого накладываются ограничения по передаваемой по сети мощности в виде запасов пропускной способности, а также эксплуатируется сложная система противоаварийного управления (ПАУ). В таких ЭЭС дезинтеграция, то есть разделение единой энергосистемы на несинхронные части, относится к исключительным мерам воздействия на режим для обеспечения живучести ЭЭС.

В сетях с адаптивной структурой надежность и качество энергоснабжения в значительной степени определяются способностью системы к сбалансированному разделению с последующим восстановлением целостности системы. Функциональность в значительной степени может обеспечиваться изменением конфигурации электрической сети с выделением сбалансированных подсистем на изолированную работу в зависимости от текущего режима. В отличие от традиционной ЭЭС, где целостная структура является носителем надежности, в адаптивных ЭЭС, за счет развития свойства живучести энергосистемы, превентивная дезинтеграция становится основой надежности¹⁹.

С массовым вводом распределенной малой генерации (РМГ) в сетях практически всех классов напряжения необходимо решать проблему обеспечения устойчивости в ранее пассивных распределительных сетях (РС). Традиционный подход, основанный на борьбе за сохранение синхронизма между электростанциями в РС, сопряжен со множеством трудностей, что приводит к необходимости применения иного подхода управления режимами в РС.

Усложнение системообразующей сети, устройств автоматики, увеличение возможных вариаций режимов, стремление к максимальному использованию производственных активов приводят к повышению сложности задач, решаемых диспетчерскими центрами. В этой связи важно отметить, что наличие каскадных аварий в энергосистемах стран СНГ

в последние годы говорит об актуальности задачи обеспечения живучести систем энергоснабжения как в глобальном, так и в локальном масштабах.

В настоящее время развитие и эксплуатация энергосистем базируются на инвариантности схемы коммутации сети к их режимам. При этом недоиспользуется потенциал дезинтеграции сети для обеспечения надежности системы электроснабжения потребителей и обеспечения ее живучести. Дезинтеграция сети применяется для отделения района или электростанции на изолированную работу с примерно сбалансированной нагрузкой, в заранее определенном сечении, а также для прекращения асинхронного режима в сечении, связывающем несинхронные части.

Дезинтеграция ЭЭС с пониженной функциональностью способна повысить ее уровень или восстановить в полном объеме за счет эффективного использования внутренних резервов ЭЭС структурного характера.

Дезинтеграция и последующее автоматическое восстановление ЭЭС могут быть использованы для перекоммутации схемы таким образом, чтобы повышалась живучесть системы при тяжелых системных условиях (например, при глубоком снижении частоты в регионе), а также в режимах, когда не выполняется критерий $n-1$. Это особенно важно в условиях работы энергосистем со сниженными запасами по устойчивости.

Динамическая оптимизация режимов энергосистем в зависимости от цели. Создание возможности для многоцелевой оптимизации с соблюдением компромиссов между всеми участниками

Субъекты энергосистемы могут играть различные динамически меняющиеся роли в энергосистеме, оказывая друг другу различные услуги. Услугами, которые пользователи энергии оказывают друг другу, могут быть продажа (поставка) электрической энергии, участие в режимном управлении (в том числе участие в поддержании частоты и уровня напряжения), предоставление энергетического оборудования в аренду или временное удаленное пользование, обеспечение резерва мощности на загрузку и разгрузку и любые другие виды услуг, которые создаются в электроэнергетике.

Таким образом, архитектура энергосистемы в формате распределенной энергетики способна облегчить интеграцию ВИЭ в энергосистему за счет высвобождения потенциала регулирования субъектов, традиционно считающихся пассивными участниками энергетики.

¹⁹ Фишов А.Г., Мукатов Б.Б. Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2013, №9. - С. 143-152.



Интеллектуальные системы анализа и поддержки принятия решений, включая средства прогнозирования, предотвращения, локализации и ликвидации нештатных ситуаций

Распределенные технологии способны обеспечить компромиссное решение между всеми участниками в многокритериальной системе

Современные электрические сети развиваются в соответствии с интересами потребителей электроэнергии, присоединяемой генерации, а также собственно сетевых компаний. Эти интересы часто являются противоречивыми. Так, сетевые компании заинтересованы в обеспечении максимального пропускания энергии как основной сетевой услуги, минимизации потерь электроэнергии при соблюдении требований к напряжению по надежности и качеству. Потребители энергии заинтересованы в оптимальном качестве напряжения на шинах нагрузки, в том числе его стабильности. Включенная в сеть генерация заинтересована, помимо выдачи избыточных мощностей и энергии в сеть для ее продажи, в предоставлении коммерческих услуг по регулированию напряжения в своих локальных зонах сети. Появление значительного потенциала регулирова-

ния напряжения, помимо сетевых компаний, у потребителей энергии и распределенной генерации (РГ), противоречивость их интересов вызывают необходимость в разработке новых концепций, методов и технических средств регулирования напряжения в электрической сети.

Перспективным направлением решения данной задачи является мультиагентное (распределенное) регулирование напряжения с помощью интеллектуальных регуляторов. Под мультиагентным регулированием (МАР) понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, распределенной генерацией), для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим напряжения электрической сети.

Учитывая противоречивость интересов субъектов, необходимо качественно новое решение задачи регулирования напряжения (на основе децентрализованного принципа), обеспечивающее компромиссный режим электрической сети.

Реализация МАР базируется на трех основаниях:

1. децентрализации регулирования;

2. контроле каждым локальным регулятором режима, прилегающего к узлу района сети, обеспечивающем необходимую информативность данных;

3. использовании искусственного интеллекта на основе базы знаний и экспертных технологий в регуляторах (агентах системы регулирования напряжения сети), обеспечивающем целостность процесса регулирования, адаптивность поведения регуляторов, в том числе позволяющем им выполнять функции как технологической, так и противоаварийной автоматик.

Устойчивость нагрузки в значительной степени зависит от качества электроэнергии, в том числе на напряжения. Технологии MAP, позволяющие использовать незадействованный потенциал регулирования напряжения распределенной генерации ВИЭ, способны извлечь дополнительную пользу от ВИЭ в виде положительного влияния на качество электроэнергии в распределительных сетях и устойчивость нагрузки. Также использование технологии MAP способно повысить инвестиционную привлекательность ВИЭ, позволяя им оказывать дополнительные услуги по локальному регулированию реактивной мощности и напряжения.

Распределенные технологии способны эффективно решать задачи, по размерности значительно превосходящие существующие энергосистемы

Традиционный централизованный подход технологического управления энергосистемами при вводе малой генерации приведет к экстремальным затратам, оно не способно эффективно и надежно решать задачи по управлению энергосистемами

Наиболее значимыми вызовами развития электроэнергетики сегодня являются:

«энергетический переход» (декарбонизация, децентрализация, цифровизация): быстрое распространение ВИЭ, распределенной энергетики, новых бизнес-моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий; изменение характера спроса потребителей: рост разнообразия этих требований и переход к «цифровому» спросу; освоение незаселенных территорий с не-

развитой инфраструктурой: потребность в эффективном энергоснабжении удаленных и изолированных территорий.

Ключевая проблема развития энергетики в контексте этих вызовов состоит в том, что энергосистемы с существующей архитектурой ответить на них без существенного роста издержек и снижения системной эффективности не могут. Усиливающийся тренд на применение ВИЭ только усугубляет данную проблему, приводя к снижению КИУМ традиционных источников энергии и росту потребности в пиковых и резервирующих мощностях.

Подводя итог, можно отметить, что уход многих субъектов энергорынка от исключительно централизованного энергоснабжения – общемировая тенденция. Противостоять этой тенденции бессмысленно. Разумнее принять ее к сведению и попытаться найти оптимальное соотношение между централизованным производством электрической и тепловой энергии и их локальными источниками, скорее всего, средними и малыми. Энергосистема будущего должна будет сочетать крупные электростанции, без которых проблематично электроснабжение крупных потребителей и обеспечение роста электропотребления, и распределенную генерацию, оснащенную распределенными технологиями управления режимами энергосистем.

Рост доли распределенной генерации ВИЭ в ЭЭС не только имеет положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств систем, возможностей управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, однако при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС, требуется разработка новых математических моделей по обоснованию развития ЭЭС и систем электроснабжения, анализу их режимов и управлению ими. Применение современных распределенных технологий управления режимами энергосистем позволит не только минимизировать негативные эффекты от масштабного внедрения ВИЭ, но и извлечь из этого процесса дополнительные выгоды.

07

Часть 2.

Применение аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) в Единой энергетической системе Республики Казахстан

2.1 Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) для Казахстана

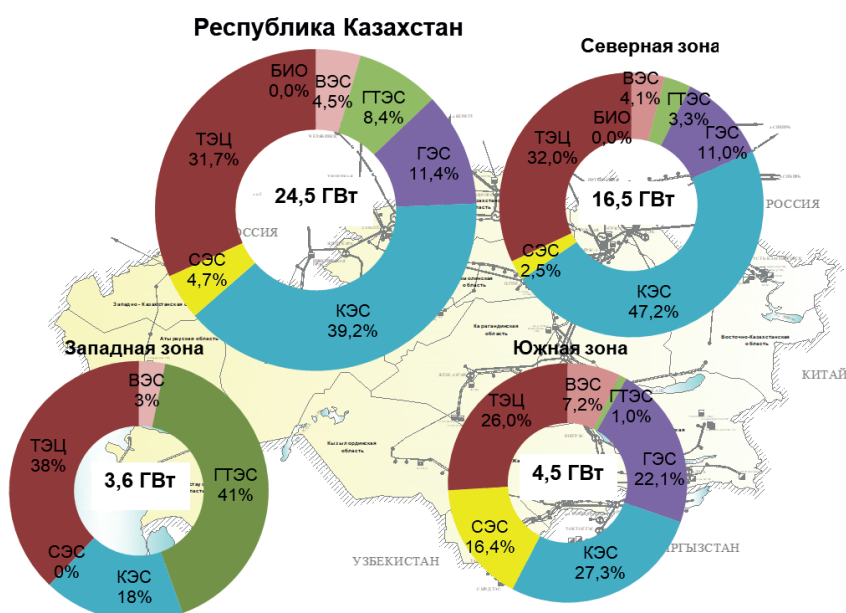
Имеющийся международный опыт демонстрирует широкий спектр областей применения BESS, основные из которых: сглаживание пиков нагрузки, бесперебойное электроснабжение, регулирование частоты, сглаживание колебаний напряжения, отсрочка модернизации сетей, максимальное увеличение текущих возможностей сети и другие. При этом для определения целесообразности, возможностей внедрения в различных сценариях и эффективного использования BESS в Казахстане необходимо принимать во внимание следующие специфические особенности энергосистемы.

Структура традиционной генерации по зонам и типу

В структуре установленных мощностей на электростанциях РК по технологии производства электроэнергии тепловые электростанции в 2022 году составляли 19,46 ГВт, при этом их доля составила 79,4% от общей установленной мощности, включая: конденсационные электрические станции – 9,6 ГВт (39,2%), теплоэлектроцентрали – 7,8 ГВт (31,7%) и газотурбинные электрические станции – 2,06 ГВт (8,4%).

В разрезе зон структура генерации неоднородна. Так, ГТЭС размещены преимущественно в Западной зоне, а крупные ГЭС – в Северной и Южной зонах.

Диаграмма 36 – Структура установленной мощности электростанций РК по технологии производства электроэнергии за 2022 год



Источник: АО «KEGOC»

Ввиду имеющихся технологических особенностей газотурбинные электростанции (ГТЭС) и гидроэлектростанции (ГЭС) обладают наилучшей способностью оперативно изменять генерацию, обеспечивая

с практически кратным резервом, основные ГТЭС работали преимущественно в базовом режиме с КИУМ 74-90%, не в полной мере реализуя свой регулировочный диапазон.

Таблица 3 – Маневренная способность ГЭС Казахстана

№	Название	Область, зона размещения	Установленная мощность, МВт	Регулирующая способность	Примечание
1	Бухтарминская ГЭС	ВКО, Северная зона	675	Имеется	
2	ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС»	ВКО, Северная зона	380	Отсутствует	контррегулятор Бухтарминской ГЭС
3	ТОО «AES Шульбинская ГЭС»	Абайская область, Северная зона	702	Имеется частично	максимальная загрузка в зимний период не превышает 200 МВт, возможности регулирования – до $\approx \pm 40$ МВт
4	Капшагайская ГЭС	Алматинская область, Южная зона	364	Имеется частично	регулирование осуществляется в размере до $\approx \pm 100$ МВт преимущественно в зимнее время
5	Мойнакская ГЭС	Алматинская область, Южная зона	300	Имеется	
6	Шардаринская ГЭС	Туркестанская область, Южная зона	126	Отсутствует	

быструю загрузку и разгрузку. При этом следует отметить, что в Казахстане из шести крупных ГЭС в регулировании участвуют лишь четыре.

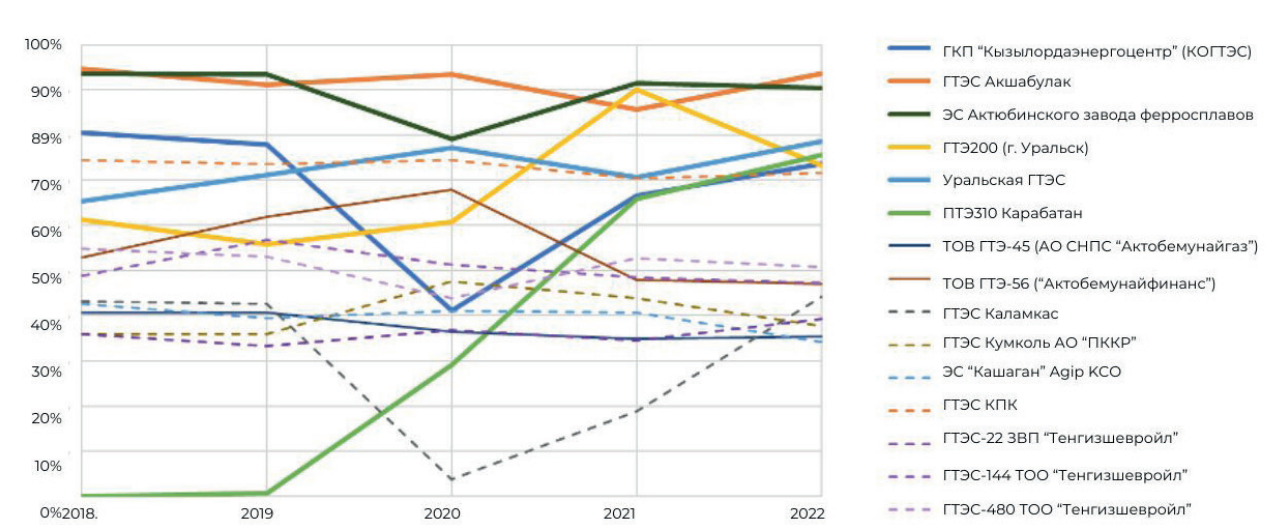
Анализ отчетных значений КИУМ ГТЭС показывает, что, за исключением электростанций нефтегазового сектора, покрывающих собственную нагрузку

Планы по развитию генерации ВИЭ по зонам и типу

Показатели развития ВИЭ содержатся в следующих документах:

Прогнозный энергетический баланс Республики Казахстан до 2035 года (Приказ МЭ РК

Диаграмма 37 – КИУМ ГТЭС за период 2018-2022 гг.



Примечание: пунктиром представлены электростанции, покрывающие собственную нагрузку.

№44 от 30.01.2023 г.);

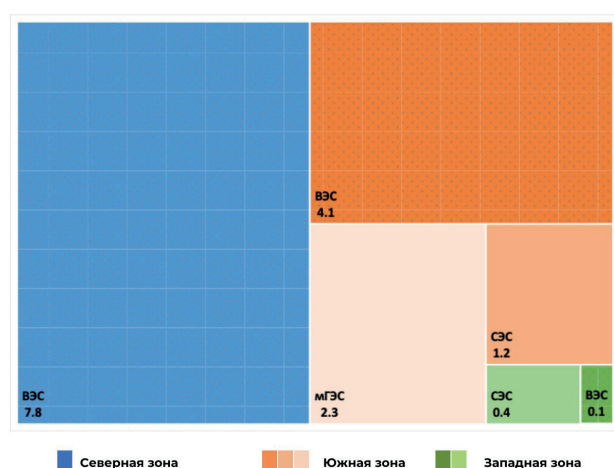
График проведения аукционных торгов 2024–2027 гг. (Приказ МЭ №187 от 23.05.2023 г.);

План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года (Приказ МЭ №71 от 20.02.2024 г.).

В соответствии с плановыми показателями на 2035 год намечается ввод 15,8 ГВт ВИЭ, в том числе 12 ГВт ВЭС, 2,3 ГВт МГЭС и 1,6 ГВт СЭС.

Распределение планируемых ВИЭ по зонам и по типам представлено на рисунке ниже.

Диаграмма 38 – Распределение планируемых на 2035 год ВИЭ по зонам и по типу, ГВт



Анализ прогнозируемых объемов ввода объектов ВИЭ на 2035 год показал, что основной прирост установленной мощности ВИЭ ожидается в Северной (49%) и Южной (48%) зонах энергосистемы Казахстана. При этом развитие ВИЭ в Северной зоне планируется исключительно за счет ВЭС, тогда как в Южной зоне предполагается ввод мощностей ВЭС, СЭС и МГЭС.

Профиль нагрузки

Южная зона имеет наименее равномерный и плотный график нагрузки из-за значительной доли коммунально-бытового потребления. Все рассмотренные суточные графики нагрузки имеют дневной (10÷12 ч.) и ночной (19÷23 ч.) пики нагрузки.

Протяженные сети

Общая протяженность электрических сетей НЭС Казахстана (ВЛ и ПС), принадлежащих АО «KEGOC» на 31 декабря 2022 года, приведена ниже:

1150 кВ (вкл. на 500 кВ)	– 1421 км
500 кВ	– 8282 км
330 кВ (вкл. на 220 кВ)	– 1863 км
220 кВ	– 14890 км

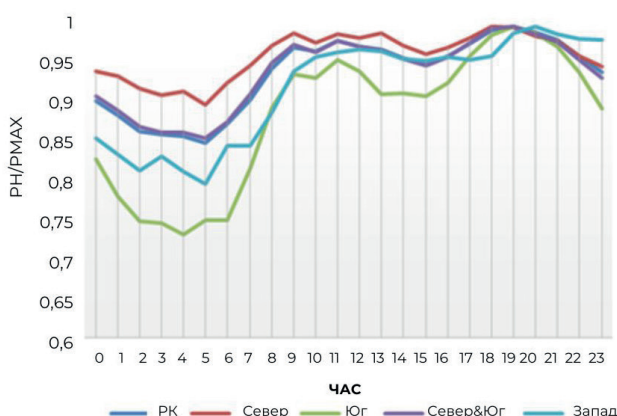
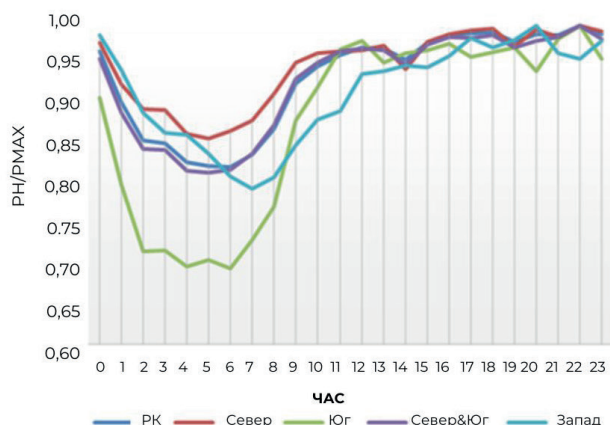
Ограниченная пропускная способность транзита Север – Юг

Пропускная способность транзита Север – Юг по существующему состоянию в ограничивающем сечении (Агадырь – ЮКГРЭС) оценивается в ≈2100 МВт для направления из Северной в Южную зону и ≈2400 МВт в обратном направлении.

Параллельная работа с энергосистемами РФ и Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан)

Анализ почасовых балансов в целом по энергосистеме Казахстана показал, что 97% времени небалансы находились в диапазоне ±1000 МВт и покрывались за счет обменных потоков мощности с энергосистемами сопредельных государств. Однако действующие договорные обязательства по межгосударственным перетокам электроэнергии предусматривают поддержание обменных потоков мощности в пределах ±150 МВт с энергосистемой РФ и ±50 МВт с энергосистемой Центральной Азии.

Диаграмма 39 – Характерные суточные графики нагрузок летнего и зимнего дня контрольных замеров



Отсутствие актуального норматива по обеспечению надежности работы энергосистемы

Нормативный объем первичного и вторичного резерва мощности регламентируется Электросетевыми правилами РК: первичный – в размере 2,5% от располагаемой мощности станций, вторичный – в размере 8% от максимума нагрузки, но не менее установленной мощности самого крупного блока.

Однако с увеличением доли ВИЭ этот норматив требует пересмотра, поскольку ВИЭ вносят значительную неопределенность в общий баланс генерации. Это, в свою очередь, приводит к увеличению неопределенности профиля «чистой» нагрузки, которую необходимо покрыть традиционными электростанциями²⁰.

Арбитраж – покупка электроэнергии во внепиковые часы на оптовом или балансирующем рынке и ее реализация в пиковые часы.

Так, по данным АО «КОРЭМ» за сентябрь 2024 года, минимальная и максимальная цены за дисбаланс на балансирующем рынке складывались в диапазоне от 0,01 до 63,21 тенге/кВт·ч, а на оптовом рынке (на сутки вперед), по данным ТОО «РФЦ», стоимость электроэнергии в разные часы складывалась

в диапазоне от 12,62 до 35,6 тенге/ кВт·ч. При этом на оптовом рынке наблюдаются довольно четкие ценовые тренды с меньшей неопределенностью, тогда как на балансирующем рынке наблюдается высокая волатильность с высокой неопределенностью.

Генерация ВЭС и СЭС

Наиболее перспективным видится применение BESS, совместно с генерацией ВИЭ в составе гибридных групп или квалифицированных условных потребителей, для следующих целей:

Снижение ошибки прогноза – заряд или разряд BESS для соблюдения заявленного диспетчерского графика.

Так, анализ годовых данных соблюдения планируемого почасового графика генерации для одной из ВЭС 100 МВт, введенной в 2022 году, показал, что 90% отклонений фактических значений от планируемых лежат в диапазоне ±60%. При этом международный опыт показывает, что в прогнозировании выработки ВИЭ наблюдается эффект «кривой обучения», то есть, как правило, качество прогноза улучшается со временем и увеличением массива собранных данных.

Диаграмма 40 – Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии для Казахстана²¹

Арбитраж				Генерация ВЭС и СЭС				Сетевой оператор				Системные услуги			
Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования
Арбитраж на оптовом рынке	Определяется рынком	≥2ч	≥1 раз в сутки	Снижение ошибки прогноза	≤30% от Руст	≤2ч	≤1 раз в сутки	Разгрузка линий передач и отсрочка модернизаций линий	≤100 МВт	≤4ч	варьируется по сезонам	Регулирование перетоков (АРЧМ)	>100 МВт	≤2ч	≥1 раз в сутки
												Аварийный резерв	>100 МВт	≤4ч	≥1 раз в год
												Оптимизация системных потерь	>100 МВт	≤4ч	≥1раз в сутки
Арбитраж на балансирующем рынке	Определяется рынком	≤2ч	≤1 раз в сутки	Снижение объема ограничений генерации	≤30% от Руст	≥2ч	варьируется по сезонам	Противоаварийное управление	<100 Мвт	≤1ч	>1раз в год	Регулирование напряжения	>100 МВт	≤4	≥1 раз в сутки
												Регулирование инерции	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Регулирование частоты	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Обеспечение надежности	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Запуск с нуля	<100 МВт	≤1ч	<1 раз в год

Рынок мощности и электроэнергии

Балансирующий рынок

Рынок мощности

Рынок электроэнергии

²⁰ Необходимо проведение исследования определения потребности в реактивной мощности в части изучения устойчивости по напряжению точки подключения. Подход, который применяется в сетевых правилах, требует пересмотра.

²¹ Энергосистема РК имеет сильные связи с энергосистемой РФ, чьи электростанции «ведут» частоту энергосистем РК и других стран ЦА. Более того, «зона нечувствительности» электростанций РК 200 мГц, тогда как в РФ 150 мГц. Таким образом, электростанции РФ реагируют быстрее на отклонения частоты. С учетом вышесказанного, значительное отклонение частоты в энергосистеме РК маловероятно, поэтому частота использования оценена в <1 раз в год (последний столбец диаграммы справа). Данный пункт не касается локальных снижений частоты из-за ограниченной пропускной способности или аварийного отключения.

Диаграмма 41 – Динамика почасовых тарифов на оптовом рынке (на сутки вперед) и максимальных цен на балансирующем рынке электроэнергии (за неделю, сентябрь 2024 года)

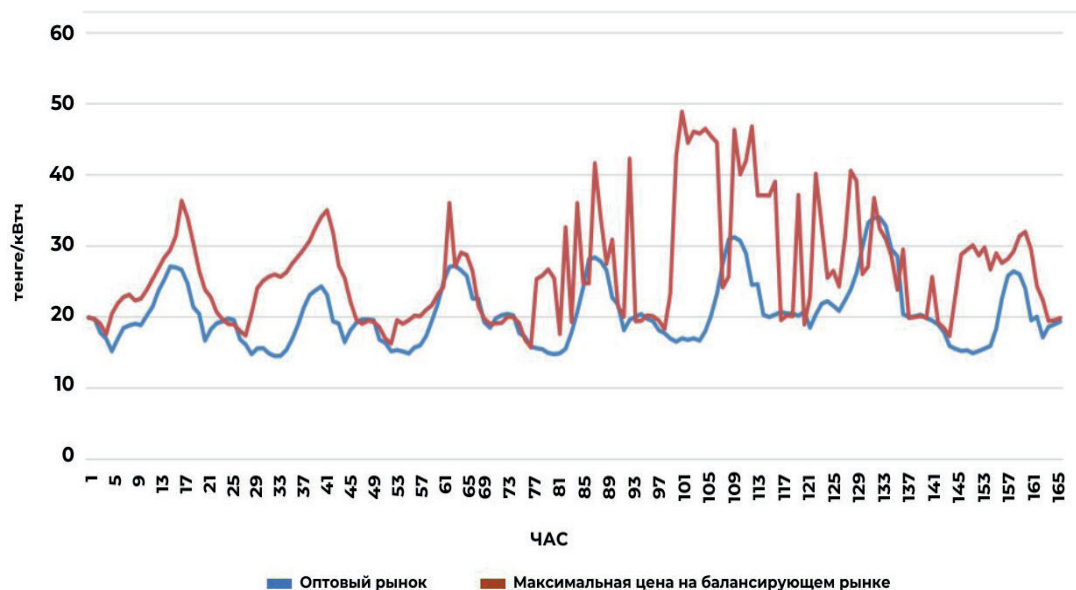
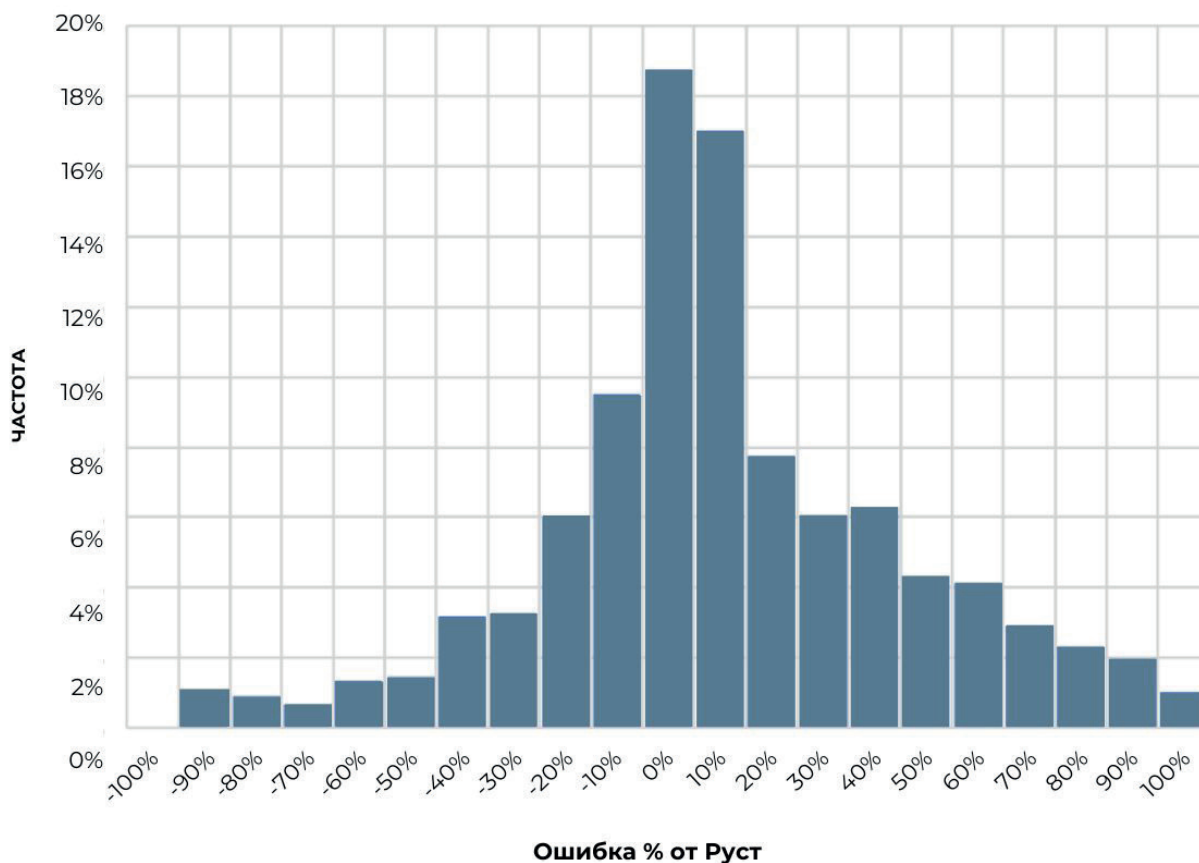


Диаграмма 42 – Распределение отклонений фактических значений генерации одной из ВЭС 100 МВт от плановых значений в течение одного года



Снижение объема ограничений генерации

Предварительное моделирование перспективных режимов работы энергосистемы Казахстана показывает, что на уровне 2030 года наблюдаются существенные ограничения генерации ВИЭ в целях снижения избытков электроэнергии и балансирования энергосистемы. BESS могут использоваться для аккумулирования избыточной электроэнергии, с последующей реализацией ее на рынке во время дефицита мощности.

Электрические сети

Разгрузка линий передачи и отсрочка модернизации линий – BESS может обеспечить снижение загрузки линии передачи в часы пикового потребления или генерации, тем самым увеличить срок службы существующих сетей и повысить надежность работы энергосистемы;

Противоаварийное управление – BESS позволяет зачастую не только избегать возникновения аварийных ситуаций, связанных с небалансом мощности путем быстрого реагирования на отклонения в работе энергосистемы, но и облегчает и ускоряет процесс восстановления нормальной работы энергосистемы в аварийных ситуациях.

Системные услуги

Высокая скорость реакции, масштабируемость и гибкость позволяют рассматривать BESS для оказания системных услуг:

Регулирование перетоков мощности – в энергосистеме Казахстана функционирует автоматическая система регулирования частоты и мощности (АРЧМ), которая отслеживает баланс «генерация – потребление», а также перетоки мощности по основным сечениям НЭС (включая транзит Север – Юг) и межгосударственным сечениям. BESS может быть использована в случае нарушения баланса мощности, а также для корректировки перетока по сигналу Системного оператора, в случае превышения допустимых значений по контролируемым сечениям;

Аварийный резерв – обеспечение BESS кратковременного резерва для покрытия дефицита или избытка электроэнергии;

Регулирование инерции и частоты – традиционно роль источников инерции выполняют крупные синхронные генераторы на тепловых и гидроэлектростанциях. Однако с ростом доли ВИЭ в Казахстане возникает потребность в новых подходах к поддержанию инерции. Сетеформирующие BESS (grid forming BESS) с использованием алгоритмов управления синтетической инерцией могут регулировать мощность в зависимости от

изменения частоты, обеспечивая аналог инерционной реакции традиционных генераторов;

Регулирование напряжения и оптимизация потерь в сети – возможность BESS работать источником и потребителем реактивной мощности, что позволяет регулировать напряжение как в нормальных, так и в послеаварийных режимах без необходимости использования дополнительных устройств;

Обеспечение надежности (адекватность энергосистемы) – BESS может быть использована для минимизации риска возникновения дефицита мощности и сбоев в энергоснабжении;

Запуск с нуля – энергосистема Казахстана охватывает значительные территории с удаленными регионами и протяженной электросетевой инфраструктурой. В случае развития системных аварий с массовым погашением потребителей и генерации сетевыформирующая BESS (grid forming BESS) может быть использована для быстрого восстановления подачи электроэнергии и снижения экономических потерь и социального ущерба.

2.2. Видение системного оператора по развитию аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) в Республике Казахстан

Системный оператор предлагает реализацию проектов BESS через аукционные торги на рынке мощности и/или арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии.

Возврат инвестиций через аукционные торги на рынке мощности имеет следующие преимущества и недостатки:

Преимущества:

для инвестора – гарантированный возврат инвестиций в случае отбора;

для системного оператора – бесплатное использование BESS для предоставления системных услуг.

Недостатки:

отсутствие мотивации в повышении эффективности использования BESS;

ограниченный потенциал получения прибыли.

Возврат инвестиций через арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках имеет следующие преимущества и недостатки:

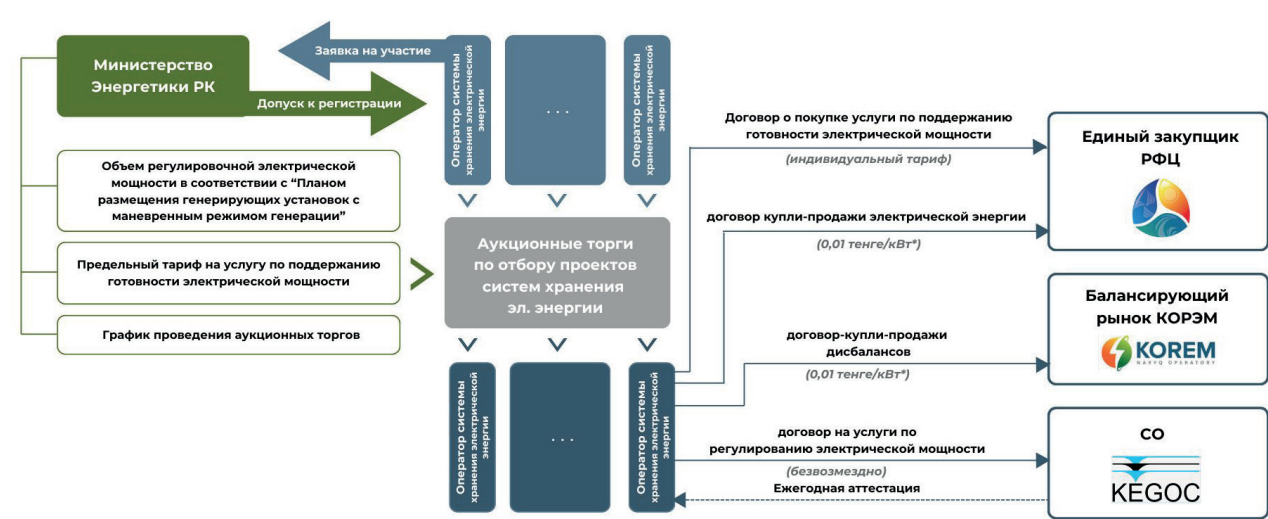
Преимущества:

ответственность за повышение эффективности использования BESS возлагается на собственника;

возможность использования BESS для снижения как локальных, так и системных ограничений.

Недостатки:

Диаграмма 43 – Реализация проектов BESS на аукционных торгах на рынке мощности (видение Системного оператора)



отсутствие гарантий возврата инвестиций, зависимость от рыночных условий и качества прогнозирования;
необходимость четкого разделения мощности и емкости BESS для участия на оптовом и балансиру-

– Планируемое развитие энергетики на 2030 год в соответствии:
с Прогнозным энергетическим балансом Республики Казахстан до 2035 года (Приказ МЭ РК №44 от 30.01.2023 г.);

Диаграмма 44 – Реализация проектов BESS через арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии (видение Системного оператора)



ющем рынках электроэнергии; отсутствие возможности продажи на сутки вперед на оптовом рынке и одновременно участия на балансирующем рынке.

2.3. Аккумуляторные системы накопления энергии (BESS) в рамках моделирования развития Единой энергетической системы Республики Казахстан (Прогнозный баланс)

Моделирование работы BESS было выполнено с учетом следующих исходных позиций:

Графиком проведения аукционных торгов 2024–2027 гг. (Приказ МЭ №187 от 23.05.2023 г.); Планом мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли РК до 2035 года (Приказ МЭ №71 от 20.02.2024 г.);
– Моделирование диспетчеризации электростанций в соответствии с критериями:
• для ТЭС – технический мин/макс, скорость набора/сброса нагрузки;
• для ВИЭ – профиль генерации.

- Перспективная почасовая нагрузка получена путем масштабирования отчетного профиля нагрузки к прогнозным уровням максимальных нагрузок;
- Учитывая существующие договорные обязательства по допустимым диапазонам межгосударственных перетоков мощности, на перспективу диапазон экспорта/импорта в целом по ЕЭС Казахстана принят в размере ± 150 МВт.
- Рассматриваемые BESS:
 - 300 МВт/600 МВтч ВЭС Total;
 - 300 МВт/600 МВтч ВЭС ACWA Power;
 - 300 МВт/600 МВтч ВЭС Masdar;
 - 300 МВт/600 МВтч ВЭС «Шелек»;
 - 300 МВт/600 МВтч ВЭС China Power.

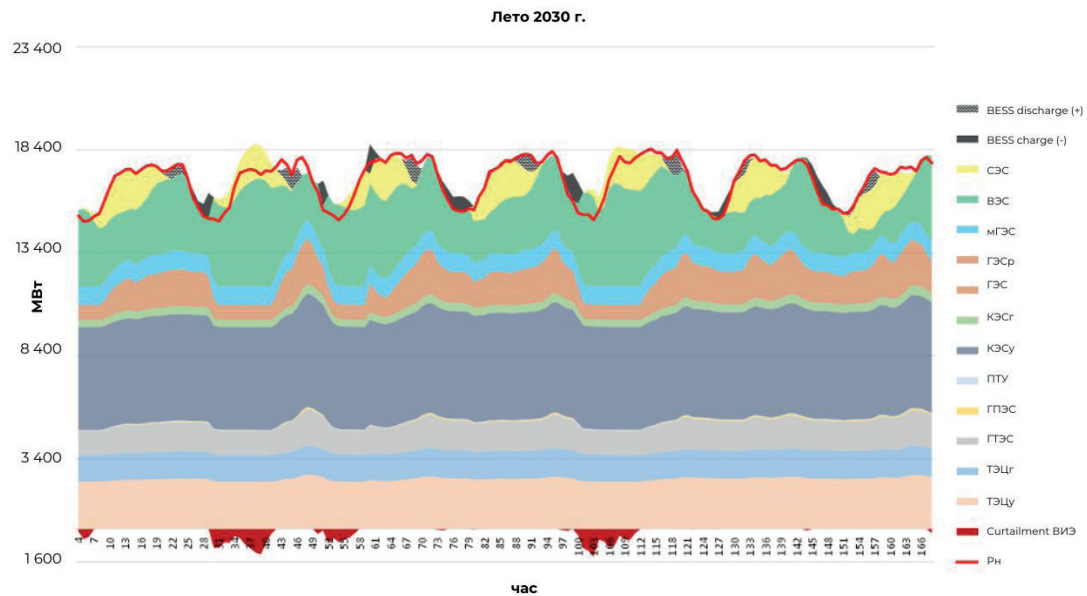
для ВИЭ Южной зоны, при перегрузе в сторону Юга ограничения применяются для электростанций Северной зоны.

В случае разрешения проблемы избыточного развития генерации на перспективу эффективность применения BESS для снижения ограничений ВИЭ повышается.

2.4. Ключевые вопросы и проблемы

Эффективное использование BESS требует учета специфических характеристик и особенностей работы РК для определения целесообразности и возможностей внедрения в различных сценариях.

Диаграмма 45 – Результаты моделирования работы энергосистемы РК с учетом BESS на 2030 год (лето)



- Принцип работы BESS – участие в АРЧМ ЕЭС Казахстана, в том числе для регулирования перетоков мощности по транзиту Север – Юг и по межгосударственным связям.
- Анализ Планируемого развития энергетики на 2030 год показал, что в ЕЭС Казахстана ожидается недостаток маневренной генерации (резервов на снижение), что может приводить к увеличению ограничений ВИЭ.
- Причины возникновения ограничений ВИЭ в модели:
 - 1) Избыток генерации в целом по энергосистеме при снижении загрузки традиционных электростанций до уровня технологического минимума (погашение электростанций не рассматривалось). Ограничения ВИЭ применяются в целях балансирования энергосистемы с соблюдением контрактных уровней межгосударственных перетоков.
 - 2) Перегруз сечения Север – Юг. При перегрузе в направлении Севера ограничения применяются

В условиях сложившихся рыночных отношений BESS может использоваться как в виде самостоятельного решения (stand-alone), так и в составе проектов в сферах производства, передачи и потребления электроэнергии. Системный оператор рассматривает возможность внедрения систем накопления электроэнергии посредством аукционного отбора на рынке мощности или путем использования арбитражных стратегий на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии, а также на рынке вспомогательных услуг. С учетом реализации планов по генерации к 2030 году ожидается недостаток резервов мощности на снижение, что приводит к увеличению ограничений ВИЭ. В случае разрешения проблемы избыточного развития генерации на перспективу эффективность применения BESS для снижения ограничений ВИЭ повышается.

08

Часть 3.

Системы хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (BESS): основные понятия, функции, применение

3.1. Основные понятия и термины

Энергетические системы сложны в эксплуатации, поскольку спрос и предложение всегда должны быть сбалансированы. В этом смысле основная цель хранения электроэнергии состоит в обеспечении качества и надежности энергоснабжения, обеспечении эксплуатационных резервов, решениях по бесперебойному электроснабжению конечных пользователей или мощности для перезапуска сети после отключения электроэнергии.

Хранение электроэнергии не является новой концепцией, но еще несколько лет назад она в основном была представлена только гидроаккумулирующими электростанциями. Между тем это не единственная существующая технология. В следующей таблице показаны некоторые альтернативные технологии хранения, классифицированные по физическим или химическим принципам:

Эти технологии находятся на очень разных уровнях зрелости, сталкиваются с некоторыми техноло-

Таблица 4 – Ключевые технологии хранения энергии

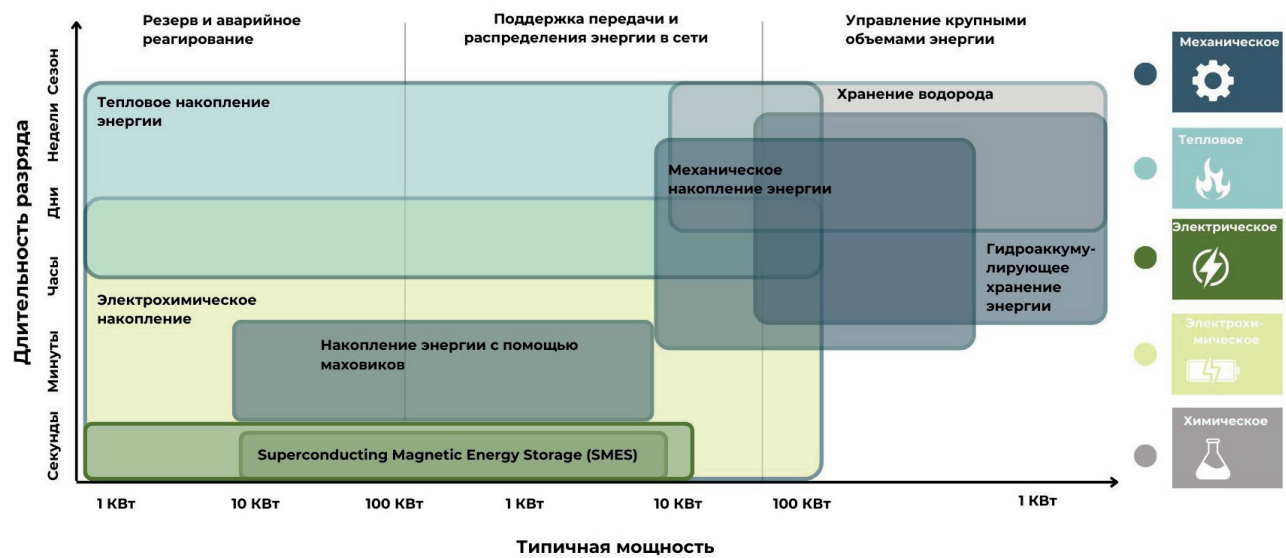
Механическое хранения	Гидроаккумулирующие станции Аккумулирование энергии сжатого воздуха (CAES) Маховичный накопитель энергии Гравитационные накопители
Тепловое хранение	Горячая вода Термическая соль Сохранение скрытого (латентного) тепла Термохимические хранилища
Электромагнитное хранение	Суперконденсаторы (СК) Сверхпроводящий магнитный накопитель энергии
Электрохимическое хранение	Натриево-серные батареи Литий-ионные аккумуляторы Ванадиевые окислительно-восстановительные батареи Суперконденсаторы
Химическое хранение	Водород Синтетические природный газ

Источник: IEC62933-2-1:2017 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Параметры установок и методы испытаний

гическими рисками и требованиями к капитальным вложениям. Кроме того, каждая технология имеет

ет массово интегрировать возобновляемую энергию в энергосистему, обеспечивая декарбонизацию

Диаграмма 46 – Типичные диапазоны мощности и длительность разряда различных технологий хранения энергии



Источник: EASE, Цели по хранению энергии к 2030 и 2050 годам: обеспечение энергетической безопасности Европы в системе возобновляемой энергии, 2022 год

разные характеристики с точки зрения требований к мощности, плотности (кВт / м3) и времени разряда.

Гидроаккумулирующие станции зарекомендовали себя как надежное решение, но необходимая инфраструктура иногда бывает огромной по сравнению с другими технологиями. Эта технология используется в основном для применения большой мощности с большим временем разряда.

С другой стороны, литий-ионные батареи в настоящее время используются в очень крупных проектах, хорошо зарекомендовав себя как для сетевых, так и для автономных решений.

В настоящее время литий-ионные батареи зарекомендовали себя как технология, которая позволя-

ет энергетике, согласованную в климатических соглашениях, подписанных в большинстве стран.

Если коснуться вопроса определения понятия «системы накопления электрической энергии», то большинство определений включают следующие моменты:

- 1) отмечается процесс хранения электрической энергии;
- 2) отмечается процесс преобразования электрической энергии;
- 3) отмечается процесс переноса времени спроса на электрическую энергию.

Ниже приведены определения из разных международных источников.

Таблица 5 – Определение понятия «система накопления электрической энергии»

Определение на английском языке	Определение на русском языке	Источник
Energy storage system (ESS) refers to the device of converting electrical energy from power systems into a form that can be stored for converting back to electrical energy when needed	Система накопления энергии (ESS) относится к устройству преобразования электрической энергии из энергосистем в форму, в которой ее можно хранить для преобразования обратно в электрическую энергию при необходимости.	Yu Wang, Yan Xu, Jing Qiu, Distributed Control Methods and Cyber Security Issues in Microgrid

Определение на английском языке	Определение на русском языке	Источник
An energy storage system, often abbreviated as ESS, is a device or group of devices assembled together, capable of storing energy in order to supply electrical energy at a later time	Система накопления энергии, часто сокращенно ESS, представляет собой устройство или группу устройств, собранных вместе, способных хранить электроэнергию для ее подачи в более позднее время.	National Fire Protection Association (NFPA)
Electricity storage refers to technologies that store electrical energy and release it on demand when it is most needed. The storage process often involves conversion of electricity to other forms of energy and back again	Хранение электроэнергии относится к технологиям, которые хранят электрическую энергию и высвобождают ее по требованию, когда она больше всего необходима. Процесс хранения часто включает в себя преобразование электроэнергии в другие формы энергии и обратно.	IRENA, Electricity Storage Valuation Framework, 2020
Energy storage means, in the electricity system, deferring the final use of electricity to a moment later than when it was generated, or the conversion of electrical energy into a form of energy which can be stored, the storing of such energy, and the subsequent reconversion of such energy into electrical energy or use as another energy carrier	Хранение энергии в электроэнергетической системе означает отсрочку окончательного использования электроэнергии на более поздний момент, чем момент ее выработки, или преобразование электрической энергии в форму энергии, которая может быть сохранена, хранение такой энергии и последующее повторное преобразование такой энергии в электрическую энергию или использование в качестве другого энергоносителя.	DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity
Electrical energy storage system EES system EESS grid-connected installation (IEV 826-10-01) with defined electrical boundaries, comprising at least one electrical energy storage (IEV 631-01-01), which extracts electrical energy from an electric power system (IEV 601-01-01), stores this energy internally in some manner and provides electrical energy to an electric power system (IEV 601-01-01), including grid-connection works and which can include civil engineering works, energy conversion equipment and related ancillary equipment	Система хранения электрической энергии Система EES Сетевая установка EESS (IEV 826-10-01) с определенными электрическими границами, содержащая по меньшей мере один накопитель электрической энергии (3.1.1), который извлекает электрическую энергию из электроэнергетической системы (IEV 601-01-01), каким-либо образом сохраняет эту энергию внутри себя и подает электроэнергию в электроэнергетическую систему (IEV 601-01-01), включая работы по присоединению к сети, которые могут включать в себя гражданские инженерные работы, оборудование для преобразования энергии и сопутствующее вспомогательное оборудование.	IEC 62933-1 "Electric energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary"
	Накопитель электрической энергии – устройство, способное поглощать электрическую энергию, хранить ее в течение определенного времени и отдавать электрическую энергию обратно, в ходе чего могут происходить процессы преобразования энергии.	ГОСТ Р 58092.1-2018 Системы накопления электрической энергии. Термины и определения, Национальный стандарт Российской Федерации

Определение на английском языке	Определение на русском языке	Источник
	Система накопления электрической энергии – установка с определенными границами, подключенная к электрической сети, включающая как минимум один накопитель электрической энергии, которая извлекает электрическую энергию из электроэнергетической системы, хранит эту энергию внутри себя в какой-либо форме и отдает электрическую энергию обратно в электроэнергетическую систему и которая включает в себя инженерные сооружения, оборудование преобразования энергии и связанное с ними вспомогательное оборудование.	ГОСТ Р 58092.1-2018 Системы накопления электрической энергии. Термины и определения, Национальный стандарт Российской Федерации

Наиболее удачным определением является дефиниция, закрепленная в международном стандарте «Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Часть 1. Словарь» (IEC 62933-1 «Electric energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary» Международной электротехнической комиссии. Это определение также принято на уровне ГОСТ в Российской Федерации.

Согласно принятым в июле 2024 года поправкам в законодательство, под системами накопления электрической энергии понимается «техническое устройство с автоматизированной системой управления, предназначенное для накопления, хранения и выдачи электрической энергии, и взаимосвязанные с ним сооружения и инфраструктура, технологически необходимые для его эксплуатации в соответствии с законодательством Республики Казахстан».

Принятая формулировка «система хранения электрической энергии» может поставить под вопрос механические, тепловые, химические (водородные) и другие потенциальные технологии хранения энергии. Если разработчиками имелось в виду развитие систем хранения энергии аккумуляторного типа (battery energy storage system), то, возможно, необходимо скорректировать определение с фокусом на системы хранения электрической энергии с электрохимическим принципом работы аккумуляторов / батарей.

Необходимо отметить, что в рамках Классификатора основных фондов, который применяется налоговыми органами для начисления налогов, в случае связи систем накопления энергии с сооружениями и инфраструктурой системы хранения энергии будут рассматриваться в качестве сооружений. Между тем системы хранения энергии являются оборудованием и относятся к классу «Машины и оборудование». Такое оборудование не связано с фундаментом, может быть демонтировано и, таким образом, не

должно быть взаимосвязано с сооружением и инфраструктурой.

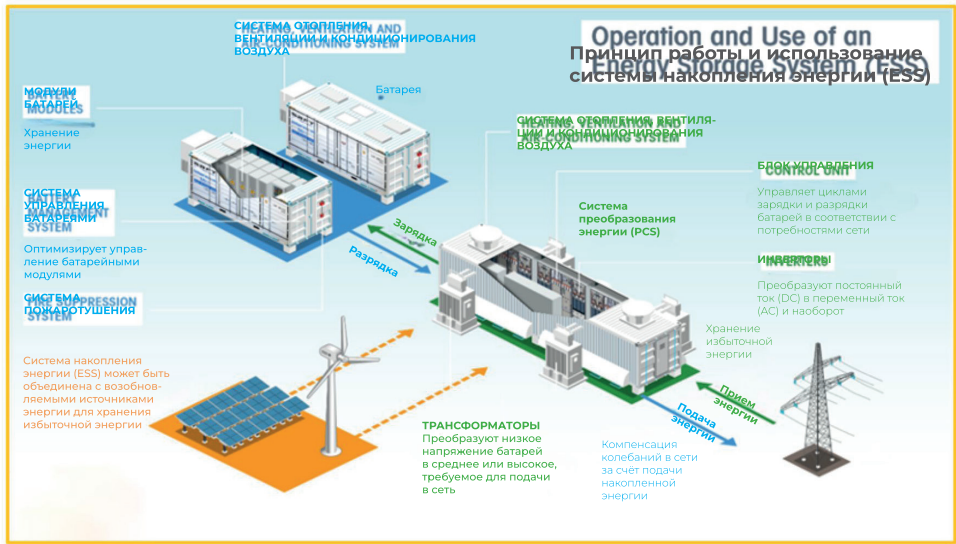
Таким образом, на основании международного опыта необходимо скорректировать понятие систем накопления электрической энергии в законодательстве с разработкой отдельной дефиниции систем хранения энергии аккумуляторного типа (battery energy storage system).

3.2. Обзор технологий и рынка систем хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (BESS)

В свете роста глобальных цен на топливо и нестабильности поставок энергоносителей, а также прямого воздействия на стабильность источников электрической энергии, растущего спроса на энергию из-за значительного повышения температур страны переходят к распределенной возобновляемой энергетике.

Внедрение этих передовых систем сопровождается проблемами, связанными с интеграцией и комплексностью решений, безопасностью цепочки поставок, обеспечением передачи знаний, расширением возможностей идти в ногу с этими технологиями, а также проблемами окружающей среды, связанной с пылью, влажностью и жарой. Распределение оборудования на больших территориях и его удаленность от мест оказания услуг связи, как следствие, трудности, связанные с эксплуатацией, обслуживанием и контролем, способствуют снижению эффективности производимой энергии и увеличивают необходимые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. Соответственно, переход к решениям в области цифровых и возобновляемых источников энергии, усиленным алгоритмами и оборудованием искусственного интеллекта, мог бы стать одним из оптимальных вариантов для преодоления этих проблем и обеспечения устойчивости.

Диаграмма 47 – Типичная установка BESS

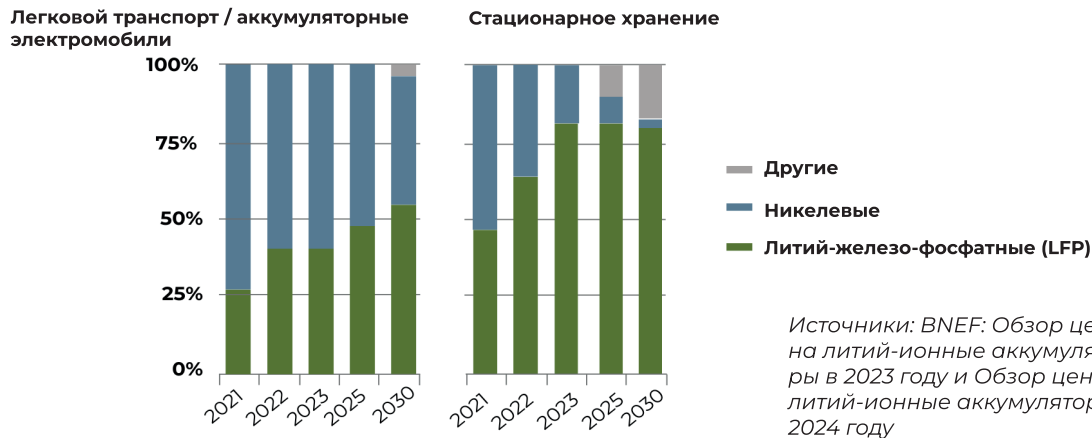


Учитывая эти возможности, правительство Казахстана уделяет все большее внимание роли возобновляемой энергии и стремится расширить возможности, потенциал и процент зависимости от возобновляемых источников энергии, усиленной искусственным интеллектом, чтобы помочь преодолеть проблемы эксплуатации, обслуживания и мониторинга сложных условий рабочей среды (влажность, высокая / низкая температуры и пыль) и обеспечить безопасность эксплуатации и устойчивость этих систем при максимальном использовании, к примеру, солнечной энергии для производства и хранения энергии, а также предпринимает шаги для внедрения солнечных и ветровых электростанций в Казахстане, включая развитие микросетей.

Сегодня на рынке аккумуляторных батарей доминируют литий-ионные аккумуляторы. Химический состав, доступный для литий-ионных батарей, которые используются в системах хранения, такой же, как и для тех, которые доступны на рынке электро-

мобилей. Однако при применении системы хранения энергии имеют разные технические требования и характеристики, включая стоимость, емкость для частой зарядки/разрядки, безопасность и общий срок службы, имеют приоритет над показателем по плотности энергии. Меньшая стоимость, длительный срок службы, уровень безопасности привели к переходу на литий-железо-фосфатные (LFP) батареи от традиционных катодов на основе никеля (NMC – оксид никеля-марганца-кобальта, NCA – оксид никеля-кобальта-алюминия) для рынка хранения энергии. На их долю в 2023 году приходилось около 80% общего рынка аккумуляторных батарей – этот показатель вырос примерно с 65% в 2022 году. Доля систем хранения энергии на основе никеля значительно снижается с 2021 года и к 2030 году будет представлять собой очень незначительную часть рынка хранения энергии. Другие технологии, такие как окислительно-восстановительные батареи (redox-flow batteries), натрий-ионные батареи, будут иметь увеличение доли рынка начиная с 2025 года.

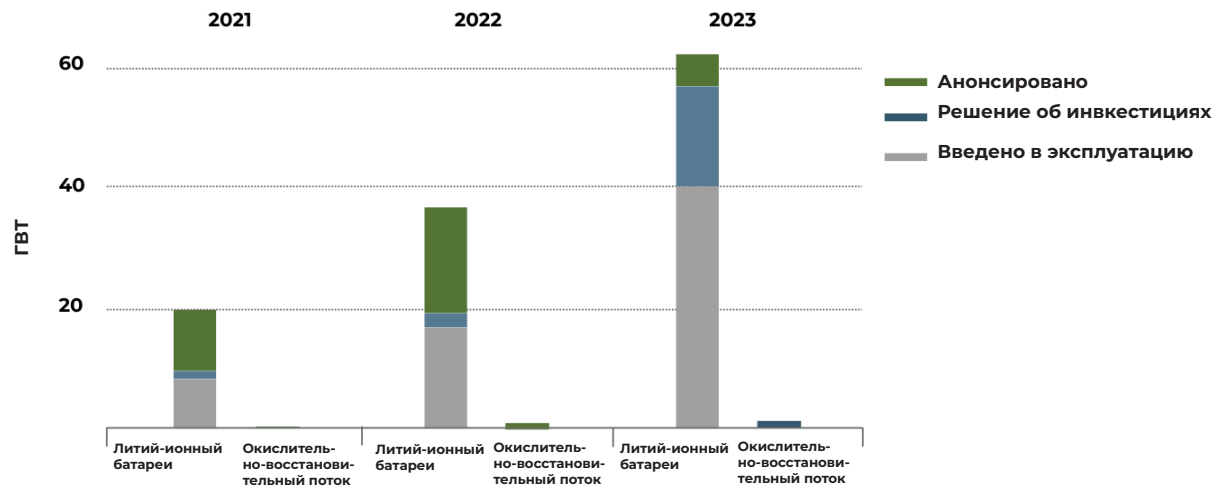
Диаграмма 48 – Структура мирового спроса на литий-ионные аккумуляторы по сегментам



Почти все аккумуляторы LFP в настоящее время производятся исключительно в Китае, но и другие производители аккумуляторов начинают их разрабатывать. Литий-ионные аккумуляторы остаются ключе-

с литий-железо-фосфатными батареями (LFP), которые в настоящее время используются в электромобилях и системах хранения энергии. CATL выпустила натрий-ионную батарею первого

Диаграмма 49 – Объявленные инвестиции и введенные в эксплуатацию системы BESS



LIB – Литий-ионный батареи, FID – Решения об инвестициях

Источник: Международное энергетическое агентство, 2024

вой частью кратковременного (<6 часов) хранения, но в настоящее время разрабатываются альтернативные химические составы, чтобы конкурировать с ними.

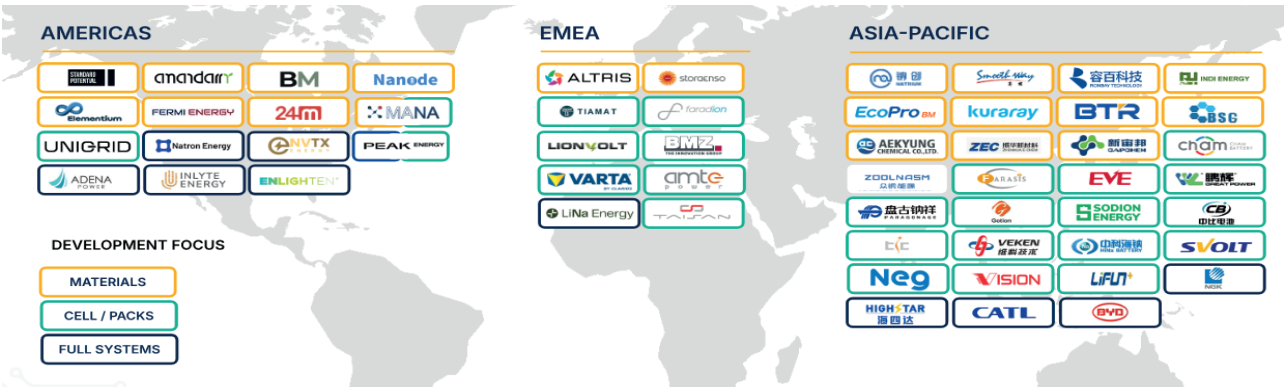
3.2.1 Натрий-ионные аккумуляторы

В последние годы ионно-натриевые аккумуляторы оказались в центре внимания как одни из самых многообещающих в ближайшем будущем химических составов аккумуляторов следующего поколения. Это произошло благодаря заявлениям о более дешевом и меньшем количестве критически важных сырьевых материалов, «оперативном» характере производства и усовершенствованиях в технологии, позволивших достичь сопоставимых характеристик

поколения с удельной энергией 160 Вт·ч/кг еще в 2021 году. Первый натрий-ионный электромобиль производства Hina был выпущен в 2023 году, а BYD недавно выпустила свой продукт Na-Ion BESS. На диаграмме ниже представлены различные участники сектора натрий-ионных аккумуляторов.

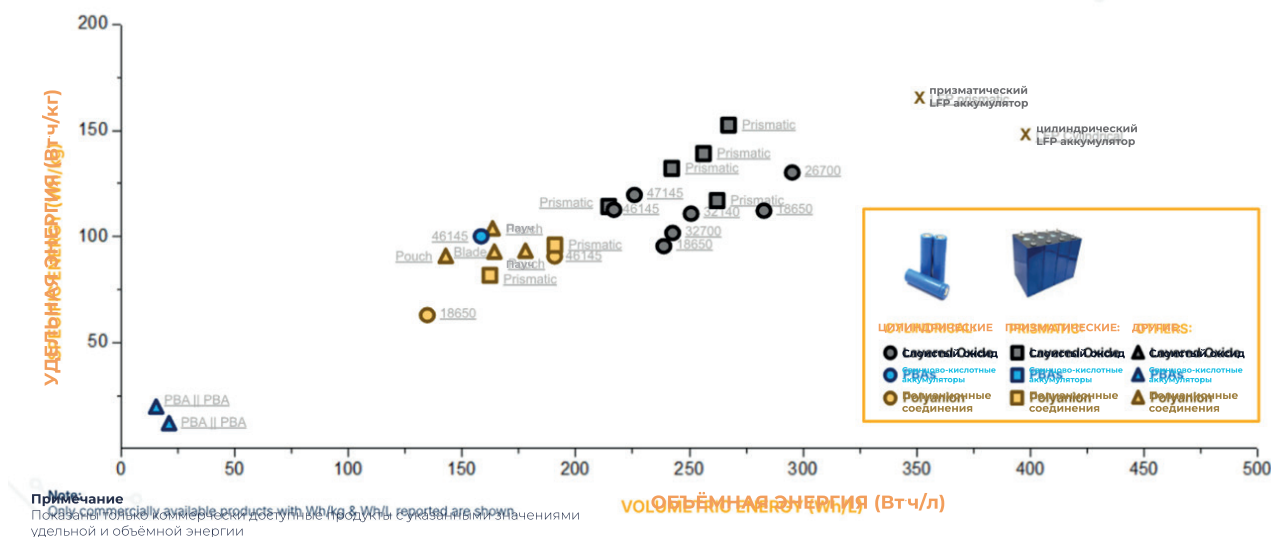
В натрий-ионных батареях используются три основных химических состава: катодные активные материалы «берлинская лазурь» (Prussian Blue – PBA) и «берлинская белизна» (Prussian White – PW), полианионные материалы (PAC) и слоистые (или пластинчатые) оксиды переходных металлов (LO). Разный химический состав катодов и форматы ячеек имеют разную плотность энергии.

Диаграмма 50 – Игроки рынка натрий-ионных батарей по регионам



Источник: Volta Foundation, Отчет о батареях за 2024 год

Диаграмма 51 – Форм-факторы ионов натрия и заявленная плотность энергии



Источник: Volta Foundation, Battery Report 2024

Некоторые недостатки технологии Na-Ion по сравнению с нижеперечисленными литий-ионными технологиями:

1. Современные натрий-ионные аккумуляторы демонстрируют более низкую плотность энергии по сравнению с литий-ионными аккумуляторами, как показано на диаграмме выше. Слоистые оксиды являются наиболее перспективными с точки зрения плотности энергии, но демонстрируют схожие характеристики теплового разгона, как и литий-ионные катоды на основе никеля. Альтернативы полианиона и берлинской лазури не подвергаются тепловому разгону; однако берлинская лазурь производит цианистый водород во время неправильного использования элемента. Поэтому утверждения относительно безопасности натрий-ионных аккумуляторов по сравнению с литий-ионными аккумуляторами сильно зависят от конкретной химии используемого катода.

2. Также срок службы натрий-ионных аккумуляторов сравнительно короче, чем у литий-ионных. Деградация химии Na-Ion может быть выше из-за большего объема ионов натрия, который в три раза больше, чем у ионов лития. Ионы натрия, следовательно, создают большее механическое напряжение в материале анода во время заряда и разряда.

Натрий-ионная технология также имеет ряд преимуществ по сравнению с литий-ионной:

1. Элементы можно отправлять в разряженном состоянии, то есть с уровнем заряда 0% или 0 В, в отличие от литий-ионных, что снижает риск возгорания и, таким образом, обеспечивает более безопасную, простую и дешевую транспортировку.

2. Na-Ion аккумуляторы также могут работать при низких температурах до -40°C без существенного влияния на разрядную способность.

3. Они также имеют гораздо более высокую ско-

рость зарядки и разрядки по сравнению с литий-ионными батареями.

4. В натрий-ионных батареях используются экологически чистые электроды, и они не содержат СО. Натрий также значительно распространен по сравнению с литием и имеет более разнообразное географическое распространение.

Натрий-ионные батареи потенциально могут быть на 30% дешевле, чем эквивалентные батареи LFP. Однако чтобы конкурировать с литий-ионными батареями, необходимо решить ряд технических, экономических и индустриализационных задач. Технически ценовое преимущество натрий-ионных батарей перед литий-ионными должно быть достигнуто в основном за счет оптимизации катода и неактивных материалов, поскольку текущие цены на анодный материал – твердый углерод, используемый в натрий-ионных батареях – сопоставимы с синтетическим графитом, используемым в качестве основного материала анода в литий-ионных батареях. Использование алюминия вместо меди в качестве анодного токосъемника для натрий-ионных батарей может вдвое снизить цену этого компонента. Создание коммерческих предприятий по производству ионно-натриевых батарей могло бы укрепить цепочки поставок и привести к снижению цен на ионно-натриевые батареи. Кроме того, коммерциализация, вероятно, приведет к дальнейшим техническим достижениям в области ионно-натриевых батарей, таким как увеличение плотности энергии и срока службы. Однако коммерческая жизнеспособность ионно-натриевых батарей и время выхода на рынок во многом будут зависеть от цен на литий, а также необходимо сопоставлять их с их техническими характеристиками и ограничениями по сравнению с литий-железо-фосфатными батареями LFP.

3.2.2 Долговременное хранение энергии (LDES)

Ни литий-ионные, ни натрий-ионные аккумуляторы не могут обеспечить значительный срок хранения (несколько дней) из-за стоимости и технических

ме ниже, типичная RFB состоит из трех основных частей: резервуаров для хранения энергии, батареи элементов и системы потока, включая насосы с трубопроводами:
• Электролит состоит из активных материалов в

Таблица 6 – Сроки хранения энергии в разных технологиях BESS

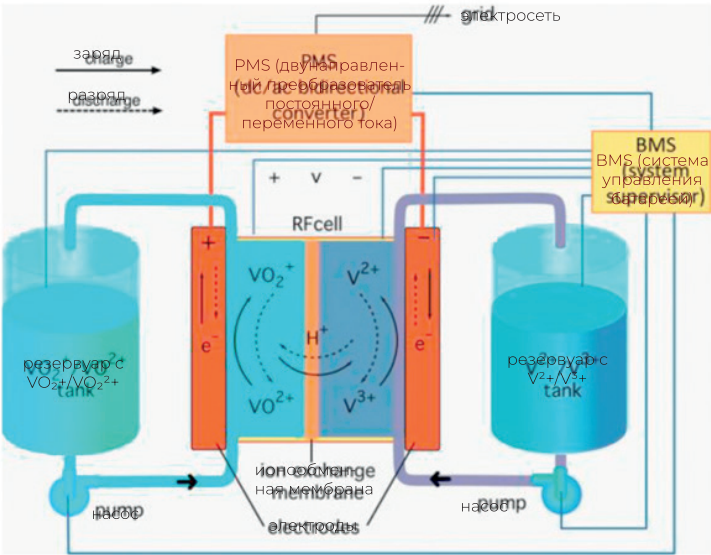
	Срок хранения				
	4 часа или менее	от 4 до 8 часов	Дни	Недели	Сезонный
Литий-ионный	●	●	●	●	●
Натрий-ионный	●	●	●	●	●
Редокс-проточный	●	●	●	●	●
Железо-воздушный	●	●	●	●	●
	● Подходящий	● Предельный	● Неподходящий		

Источник: Batteries and Secure Energy Transition, Международное энергетическое агентство, 2024

проблем, возникающих из-за длительного высокого уровня заряда. Другие химические составы батарей могут быть более подходящими для длительного хранения энергии.
Альтернативным химическим составом аккумуляторов, который может обеспечить более длительное (многодневное) хранение энергии, является проточная окислительно-восстановительная батарея (RFB), конструкция которой отличается от натриевых и литий-ионных батарей.
RFB представляет собой электрохимическое устройство хранения энергии, которое преобразует электрохимическую энергию в электрическую (и наоборот) посредством обратимых реакций восстановления и окисления по крайней мере одной циркулирующей жидкости. Как показано на схе-

виде ионного раствора, содержащегося в резервуарах. Количество запасенной энергии RFB определяется объемом и концентрацией ионного раствора.
• Насосы транспортируют электролит к блоку элементов, где происходят электрохимические реакции. Размер и количество ячеек и стеков определяют мощность RFB.
Возможность полностью отделить энергетический размер системы (объем активных материалов) от ее мощности (количества стеков, то есть общей обменной поверхности генератора) дает RFB высокий уровень гибкости проектирования и определения размеров. Это также делает их привлекательным решением для энергоориентированных приложений, где энергетические характеристики системы можно масштабировать независимо.

Диаграмма 52 – Схема ванадиевой проточной окислительно-восстановительной батареи



Физическое разделение двух резервуаров решает техническую проблему, возникающую из-за длительного высокого уровня заряда.

За последние 30 лет было разработано большое разнообразие RFB, в основном они делятся на две категории в зависимости от типа активного материала:

- Минеральный или органический активный материал в растворе: соли ванадия, железа, хрома, цинка биологического происхождения и т. д.
- Газообразный, жидкий или твердый активный материал: водород, хлор, бром, цинковые пластины, железные пластины и т. д.

Сегодня наиболее коммерциализованной технологией RFB является ванадиевая RFB. В ней активным материалом являются ионы ванадия, которые могут существовать в кислых растворах в четырех различных степенях окисления, при этом в ходе электрохимической реакции меняется только степень окисления²³. Широкий диапазон степеней окисления, в которых находится ванадий, имеет разные уровни токсичности. Следовательно, необходимо проявлять адекватную осторожность, чтобы избежать утечки электролита ванадия. В сравнении с ванадиевой RFB железная и органическая RFB более безопасны для окружающей среды.

Ванадиевая RFB имеет значительно меньшую плотность энергии по сравнению с литий-ионными батареями. Она также относительно дорога по сравнению с железом или бромидом, которые используются в качестве активного материала в других RFB, и его цепочка поставок все еще невелика.



Для еще более длительных периодов хранения, например, сезонного хранения, технологии BESS по назначению не подходят; в этих случаях необходимо использовать другие технологии хранения энергии, такие как механические (насосные) и химические (водород). Но сейчас водород в основном используется в транспорте.

3.3. Обзор производителей и поставщиков в сегменте накопления энергии

Индустрия систем хранения энергии BESS состоит из производителей аккумуляторных батарей,

Таблица 7 – Сегментация рынка систем BESS

Производители батарей	Интеграторы систем BESS	Девелоперы и инвесторы
CATL, Tesla, LG, Samsung and Panasonic и другие	Fluence, Wartsilä, Sungrow, Saft, Nidec, NextEra, Powin и другие	Инвесторы в системы BESS, промышленные корпорации, инвесторы ВИЭ

Источник: *Batteries and Secure Energy Transitions*, Международное энергетическое агентство, 2024

Главной задачей ванадиевой RFB станет возможность быстрого масштабирования этой технологии в ближайшие годы. Однако это, скорее всего, произойдет только в ответ на адекватные сигналы, например, в связи с появлением рынков долгосрочного хранения энергии.

Железо-воздушные технологии и другие аккумуляторные технологии, способные хранить электроэнергию в течение более длительных периодов времени, которые измеряются неделями, все еще находятся в зачаточном состоянии. Пока неясно, можно ли разработать эти технологии, чтобы обеспечить их экономически эффективное внедрение.

таких как CATL, Tesla, LG, Samsung и Panasonic; системных интеграторов, в том числе таких компаний как Fluence, Wartsila, Sungrow, Saft, Nidec, NextEra и Powin; и девелоперов, которые в основном являются девелоперами проектов промышленного масштаба и возобновляемых источников энергии. Все чаще это крупные инвесторы и крупные нефтегазовые компании.

Есть некоторое совпадение ролей внутри отрасли. Tesla, например, выступает одновременно производителем и интегратором, в то время как NextEra выполняет функции как интегратора, так и девелопера.

²⁰ Tomazic G et al. "Redox Flow Batteries, Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing", page 309-336, 2015

Таблица 8 – Инвесторы в системы BESS

	Установленные мощности или мощности в процессе строительства, ГВт	Локация
Китай		
CNNP Rich Energy	11,8	Китай
CGN Wind Energy	8,5	Китай
State Power Investment	6,8	Китай
Huadian New Energy	5,6	Китай
China Energy Investment	5,6	Китай
Северная Америка		
Hecate Energy	10,9	США, Канада
Nextera	9,8	США, Канада
Solar Proponent	5,5	США (Техас)
Terra-Gen	2,4	США (Калифорния)
AES	2,2	ЕС, Индия, Латинская Америка, США
Европа		
Engie	6,3	Австралия, ЕС, Латинская Америка, США
NEOEN	4,3	Австралия, Канада, ЕС
RWE	4	ЕС, США
Enel	4	ЕС, Латинская Америка, США
EDF	2	ЕС, Великобритания
Австралия		
Akaysha Energy	2,8	Австралия
AGL Energy	1,5	Австралия
CEP Energy	1,2	Австралия

Источник: *Batteries and Secure Energy Transitions*, Международное энергетическое агентство, 2024

- А) Huawei предоставляет интеллектуальные модульные системы BESS с надежными функциями безопасности, расширенным мониторингом и интеграцией возобновляемых источников энергии на основе своей зрелой технологии формирования сети.
- Б) Tesla, известная своими системами Powerwall и Powerpack, является лидером в области накопления энергии в жилых домах с использованием передовой литий-ионной технологии.
- В) LG Energy Solution предлагает решения для аккумуляторов высокой плотности как для жилого, так и для коммерческого использования, уделяя особое внимание безопасности и производительности.
- Г) BYD – лидер в области технологии литий-железо-фосфата (LFP), BYD поставяет надежные и безопасные решения для хранения энергии в жилом, коммерческом и коммунальном секторах.
- Д) Sungrow, известная своими эффективными системами BESS с сильной интеграцией возобновляемых источников энергии, уделяет особое внимание

- масштабируемости и поддержке сетей.
- ф) Fluence – совместное предприятие Siemens и AES, Fluence специализируется на сетевых решениях BESS с высокой надежностью и производительностью.
- г) CATL известна инновационными технологиями хранения энергии с высокой плотностью энергии и большой долей рынка в коммерческом и коммунальном секторах, больше ориентирована на энергетику, чем на силовую электронику.
- h) SAFT является дочерней компанией TotalEnergies, специализирующейся на передовых технологических решениях в области аккумуляторов для промышленности, от проектирования и разработки до производства, настройки и предоставления услуг. На протяжении более 100 лет долговечные аккумуляторы и системы Saft обеспечивают критически важное применение в сферах безопасности, резервного питания и мобильности для различных клиентов. Их инновационная, безопасная и надежная технология обеспечивает высокую производи-

тельность на суше, на море, в воздухе и в космосе, и тот же подход они применяют для бизнеса по хранению энергии.

i) Envision – сравнительно новый продукт в сегменте BESS. Envision унаследовала ноу-хау в области аккумуляторов от Nissan и предлагает для рынка BESS модульные и контейнерные аккумуляторные решения с высокой плотностью энергии.

К концу 2023 года, по данным Wood Mackenzie, Sungrow доминировала на рынке с 16% доли мирового рынка по объему поставок (МВт-ч), за ней следовали Fluence (14%) и Tesla (14%), Huawei (9%) и BYD (9%).

3.4. Основные области применения аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)

Системы хранения энергии, как упоминалось выше, в основном применяются в обеспечении качества электроэнергии и надежности энергоснабжения, обеспечении рабочих резервов и решений по бесперебойному электроснабжению конечных пользователей. Это общее определение подробно описано ниже:

Поддержка мощности

Производительность электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, может быстро меняться из-за изменчивости первичных ресурсов. Эти изменения должны быть поглощены традиционной генерацией, что приводит к дисбалансу между прогнозируемым/распределенным производством и фактической генерацией. Используя BESS, мощность, поступающая от возобновляемой электростанции, может поддерживаться на заданном уровне в течение определенного периода времени. Это особенно важно, когда возобновляемая электростанция должна поставлять электроэнергию, но основной источник (ветер или солнечный свет) имеет непостоянную природу.

Кроме того, усиление мощности, обеспечиваемое BESS, может быть полезно на тех электростанциях, использующих возобновляемые источники энергии, мгновенная мощность которых превышает номинальную мощность, согласованную в точке подключения. Тогда избыток мощности, который может возникнуть в исключительных условиях, может быть сохранен в BESS и может быть введен впоследствии, когда основной ресурс уменьшится.

Выравнивание нагрузки

Выравнивание нагрузки основано на сохранении энергии в периоды небольшой нагрузки на систему и ее доставке в периоды высокого спроса. В эти периоды высокого спроса система хранения

энергии обеспечивает электроэнергию, снижая чистую нагрузку на менее экономичные пиковые генерирующие мощности.

Целью этой возможности является поддержка операторов системы передачи в балансировании спроса и генерации, поскольку чем более пологой является кривая спроса, тем легче обеспечить покрытие спроса.

Существует возможность, связанная с выравниванием нагрузки, основанная на том же техническом принципе (накопление энергии в непииковые периоды и поставка энергии в периоды пиковой нагрузки), но с экономическими целями, а именно энергетический арбитраж, представленный ниже.

Энергетический арбитраж

Как было представлено ранее, концепция энергетического арбитража аналогична концепции выравнивания нагрузки, но она основана на ценах на энергию. Если разница между ценами в пиковые и непииковые периоды достаточно велика, такая возможность будет интересной и прибыльной.

Цены на энергию очень волатильны, но имеют тенденцию демонстрировать тенденцию низких цен в ночное время в непииковые часы и высоких цен в часы пик. Система хранения энергии может использовать преимущества этого типичного ежедневного режима, сохраняя энергию, когда цена низкая, и продавая энергию, когда цена высока. Структура цен варьируется в зависимости от местоположения в зависимости от доступных генерирующих ресурсов и структуры нагрузки²⁴.

Для электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, высокая производительность которых совпадает с низким потреблением энергии, это приложение также помогает предотвратить потери энергии и повысить прибыль от торговли энергией. BESS может обеспечить возможность выбора оптимального периода для продажи электроэнергии от электростанций ВИЭ.

Вспомогательные услуги

Вспомогательные услуги относятся к ряду функций, которые операторы систем передачи (TSO) включают на себя, чтобы гарантировать безопасность системы. К ним относятся частотная характеристика (для поддержания частоты системы с автоматическим и очень быстрым откликом); быстрый резерв (который может обеспечить дополнительную мощность при необходимости); обеспечение реактивной мощностью; возможность black start (возможность перезапуска сети после отключения электроэнергии), если рассматривается технология формирования сети; и различные другие услуги.

²⁴“Electricity Energy Storage Technology Options, A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits, EPRI”

Здесь будут проанализированы некоторые из тех услуг, которые может предоставить BESS.

Обеспечение реактивной мощности

Способность BESS управлять реактивной мощностью независимо от активной мощности обеспечивает ряд возможностей, аналогичных возможностям STATCOM.

Сетевые кодексы основных операторов систем передачи TSO требуют расширенных возможностей реактивного управления для электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, включая BESS. Это:

- Контроль реактивной мощности – возможность отслеживания заданного значения реактивной мощности.
- Контроль коэффициента мощности – возможность регулировки выходной реактивной мощности для достижения определенного коэффициента мощности в зависимости от подаваемой активной мощности.
- Управление напряжением – способность поддерживать напряжение сети путем регулирования реактивной мощности, обычно получаемой за счет определенного падения напряжения в зависимости от отклонения напряжения.

Предоставляя эти возможности, BESS помогает энергосистеме во время колебаний напряжения обеспечивать баланс требований к реактивной мощности в сети, поддерживая уровни напряжения в узком диапазоне допусков (обычно 10% от заявленного напряжения).

Кроме того, BESS может поддерживать сеть во время провалов или перенапряжений, выполняя требования сетевых норм относительно быстрого обмена реактивным током во время нарушений напряжения.

Регулирование частоты

Постоянная изменчивость нагрузки вызывает отклонения от номинальной частоты в сети.

С точки зрения операторов систем передачи TSO, системы хранения энергии являются хорошим средством поддержания баланса между спросом и предложением, обеспечивая быстрое реагирование. Система накопления энергии может заряжаться или разряжаться в ответ на отклонение частоты сети от номинального значения, помогая системе удерживать ее в заранее установленных пределах.

Операторы системы передачи TSO требуют от электростанций более строгих возможностей регулирования частоты. Системы хранения энергии могут предложить системе возможность управления частотой, помогая ей поддерживать частоту в приемлемом диапазоне.

Основным принципом этой возможности является поглощение мощности в периоды повышения частоты и подача мощности в периоды понижения частоты.

В зависимости от применения система должна реагировать в течение миллисекунд (инерция) или секунд/минут (первичное или вторичное управление частотой) и подавать питание для поддержания непрерывности сети, пока резервные генераторы запускаются и включаются в работу.

Услуги, связанные с контролем частоты, и соответствующие приблизительные периоды, отсчитываемые от возникновения нештатного события, традиционно определяются следующим образом:

- инерционный отклик: несколько миллисекунд, напрямую связан с RoCoF (скоростью изменения частоты);
- задействование первичного регулирования: до 30 секунд;
- задействование вторичного регулирования: до 10 минут.

Чтобы настроить тип ответа, который будет предлагаться операторам систем передачи TSO, BESS должна быть рассчитана соответствующим образом с учетом выходной мощности и времени отклика для удовлетворения требований, предъявляемых операторам систем передачи TSO. Если необходимо обеспечить инерцию, потребуются возможности формирования сети, как это будет объяснено позже.

Необходимо принять во внимание, что для обеспечения эффективных частотных характеристик BESS должна поддерживаться на уровне заряда, достаточном для удовлетворения требований TSO.

Управление скоростью распределения (ramp rate control)

Для поддержания стабильности сети рекомендуется контролировать скорость изменения активной мощности. Например, соответствующий системный оператор должен указать минимальные и максимальные пределы скорости изменения выходной активной мощности как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения изменения выходной активной мощности энергомодуля²⁵.

Однако поддержание скорости изменения активной мощности может оказаться невозможным, если основной ресурс уменьшится.

Контролировать нарастание активной мощности можно без BESS, когда доступной мощности достаточно, но BESS необходима в случае снижения, когда доступная мощность резко падает. BESS может контролировать скорость изменения напряжения (МВт/мин), чтобы исключить быстрые изменения напряжения и перепады мощности в электрической сети.

²⁵ENTSOe

3.5. Дополнительные функции аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)

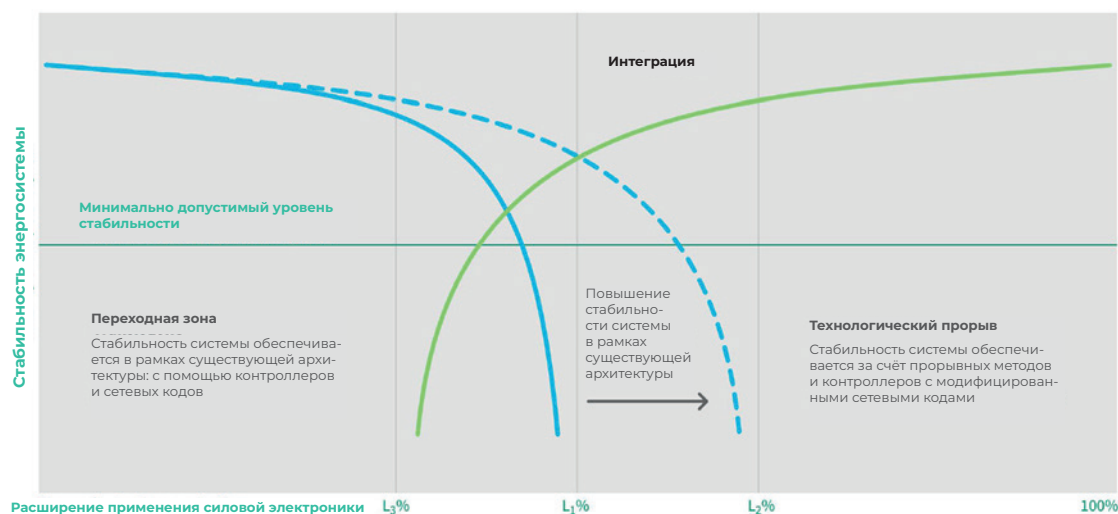
Помимо функций, упомянутых выше, недавно появилась функция, которая была согласована в качестве основной функции для интеграции больших объемов возобновляемой энергии в энергосистемы. Это возможность формирования сети²⁶:

- создание (формирование) напряжения в системе;
- способствует повышению уровня тока короткого замыкания;
- способствует общей инерции системы;
- поддержка живучести системы, позволяющая эффективно выполнять низкочастотное отключение по требованию в редких случаях разделения системы;

и тенденции, связанные с литий-ионными аккумуляторными элементами и блоками, и те, которые связаны с BESS на основе литий-ионных аккумуляторов на системном уровне. Существенные тенденции, наблюдаемые в литий-ионных аккумуляторных элементах и блоках, заключаются в следующем:

- Разработка элементов с более высокой плотностью энергии, емкостью более 600 Ач и более 1000 Ач.
- Внедрение ячеек предварительной литиации для увеличения срока службы.
- Переход от стандартизированных форматов призматических элементов (например, 280 Ач, 314 Ач) – размеры 207 мм x 174 мм x 72 мм – к запатентованным конструкциям и размерам.
- Преобладание систем жидкостного охлаждения

Диаграмма 53 – Видение ЕС по использованию электронных устройств для формирования сети



- действует как демпфер для противодействия гармоникам в напряжении системы;
- противодействие любому дисбалансу напряжения в системе;
- предотвращение нежелательного взаимодействия систем управления.

С предложением этих возможностей станет возможной интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистему для достижения климатических соглашений. Европейский проект MIGRATE (Массовая интеграция силовых электронных устройств) описал это на следующем рисунке.

3.6. Основные тенденции в секторе аккумуляторных накопителей энергии (BESS)

Ключевые тенденции в секторе BESS можно разделить на два основных сегмента: инновации

в большинстве аккумуляторных блоков.

На уровне системы BESS появилось несколько заметных тенденций:

- Наблюдается рост плотности энергии на уровне контейнеров, при этом многие участники рынка предлагают решения, превышающие 5 МВт·ч.
- Другая тенденция предполагает повышение напряжения системы на стороне постоянного тока выше 1500 В, чтобы минимизировать электрические потери. Однако для того чтобы это стало широко распространенной тенденцией на рынке, необходимо решить различные проблемы.
- Вес аккумуляторных контейнеров увеличивается, нагрузка превышает 45 тонн. Это потенциально может повлиять на логистику и/или вызвать необходимость разработки новых и инновационных

²⁶Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration, ENTSOe

методов и стратегий транспортировки.

- Некоторые участники отрасли в настоящее время интегрируют систему преобразования энергии непосредственно внутри аккумуляторного контейнера или снаружи аккумуляторного контейнера с помощью стринговых технологий вместо традиционного централизованного подхода.

Эта тенденция представлена через матрицу рисков, подробно описанную в таблице ниже. Обсуждаются различные риски и последствия выбора различных технологий PCS. Однако этот анализ не учитывает ценовые соображения и фокусируется исключительно на технических оценках. Различные решения PCS, представленные в таблице выше,

Таблица 9 – Техническое сравнение между String и Centralized PCS и связанные с этим риски

Тема	Описание риска	String PCS внутри контейнера для BESS	String PCS на централизованном блоке (вне контейнера для BESS)	Централизованная PCS
Автоматизация в производстве блока PCS	Увеличение объема ручного труда может привести к сбоям в работе продукции и снижению надежности, а также к рискам для работников.	Возможность высокой автоматизации	Возможность высокой автоматизации	Сравнительно более низкая автоматизация
Расположение систем преобразования энергии (PCS)		String PCS расположена внутри контейнера BESS.	String PCS расположена снаружи контейнера батареи в централизованном блоке.	PCS располагается снаружи контейнера BESS, часто вместе с трансформатором.
Интеграция с контейнером аккумуляторной батареи и трансформатором низкого/среднего напряжения	Риск ошибки интеграции из-за большего количества кабелей (питание, связь и управление) в цепочке PCS в централизованном узле. Время установки на месте также увеличивается по сравнению с другими решениями.	Это решение должно иметь только одну цепь переменного тока между контейнером батареи и стороной низкого напряжения трансформатора.	Это решение должно иметь несколько цепей постоянного тока между контейнером батареи и централизованной PCS, а также кабели переменного тока между стринговой PCS и стороной низкого напряжения трансформатора. Это решение также требует установки стринговой PCS на месте.	Это решение может быть спроектировано таким образом, чтобы иметь меньшее количество цепей постоянного тока между контейнером батареи и централизованной PCS. Это решение также требует установки PCS на месте.
Система терморегулирования (TMS)	Размещение PCS внутри контейнера батареи увеличит нагрузку на систему охлаждения контейнера. Необходимо провести тепловой анализ и расчеты вспомогательного потребления для оценки связанных с этим преимуществ/недостатков каждого решения.	PCS является источником тепла. Это потребует установки большей охлаждающей мощности внутри контейнера батареи для компенсации рассеивания тепла как от PCS, так и от батарей.	Поскольку стринговая PCS находится вне контейнера батареи, это позволит оптимизировать систему охлаждения контейнера батареи для охлаждения ячеек. Однако необходимость охлаждения стринговой PCS в централизованном блоке все еще остается.	Централизованная PCS будет иметь собственную систему охлаждения (воздушно-жидкостную). Это позволит оптимизировать систему охлаждения контейнера аккумуляторной батареи для охлаждения ячеек.

Тема	Описание риска	String PCS внутри контейнера для BESS	String PCS на централизованном блоке (вне контейнера для BESS)	Централизованная PCS
Модернизация мощностей BESS	Расширение BESS потребуется в какой-то момент жизни электростанции BESS. Особое внимание следует уделить обеспечению совместимости новых и старых аккумуляторов.	В этом случае мощность PCS и емкость аккумуляторных батарей тесно связаны за счет первоначальной оптимизации конструкции, а для восстановления емкости аккумуляторных батарей потребуется добавить дополнительные контейнеры для аккумуляторных батарей (батарейные стеллажи и ряды PCS).	В этом случае мощность PCS и емкость батарей тесно связаны первоначальной оптимизацией конструкции, и для повторного питания емкости батареи потребуются дополнительные контейнеры для батарей и стринговых PCS в централизованном блоке. Если первоначальный проект учитывал стратегию повторного питания, можно рассмотреть дополнительную емкость и подключить ее к String PCS за счет крупных кабельных соединений/перестановок.	В этом случае мощность централизованной PCS и емкость батарей не сильно связаны, и дополнительная емкость батарей может быть добавлена к существующей централизованной PCS при условии, что она соответствует всем электрическим ограничениям (емкость короткого замыкания, количество входов постоянного тока и т. д.). Однако необходимо провести существенные перестановки, чтобы избежать подключения старых и новых стоек батарей к одной и той же централизованной PCS.
		В случае необходимости в высокой реактивной мощности от сети необходимо будет либо добавить дополнительные контейнеры для батарей вместе с цепочкой PCS для удовлетворения требований, либо рассмотреть возможность установки дополнительного оборудования, такого как Statcom / конденсаторные батареи, чтобы избежать установки избыточной емкости батарей.	В случае необходимости в высокой реактивной мощности от сети существует большая гибкость в выборе размера стринговой PCS в централизованном блоке по сравнению с решением стринговой PCS внутри контейнера аккумулятора для удовлетворения требований сети.	В случае необходимости в высокой реактивной мощности от сети централизованное решение PCS может быть лучше рассчитано для удовлетворения потребностей сети без установки дополнительных емкостных аккумуляторных батарей.
Потребность в реактивной мощности	В случае использования каскадной PCS мощность PCS и емкость аккумуляторных батарей могут быть связаны, а более высокие требования к реактивной мощности приведут к более высокому риску установки избыточной емкости аккумуляторных батарей.			

Тема	Описание риска	String PCS внутри контейнера для BESS	String PCS на централизованном блоке (вне контейнера для BESS)	Централизованная PCS
Ремонт или замена систем преобразования энергии (PCS)	В случае выхода из строя централизованной PCS стоимость и сроки ремонта могут оказаться выше, чем у стринговой PCS.	В случае выхода из строя цепочек PCS можно рассмотреть возможность полной замены цепочек PCS, чтобы минимизировать время простоя BESS, а ремонт неисправных PCS можно выполнить в специализированном центре (на месте?). Однако для выполнения работ по замене потребуются отключить весь контейнер батареи, а также выполнить надлежащую изоляцию и процедуру блокировки и маркировки для обеспечения безопасности работ по техническому обслуживанию.	В случае сбоев в работе PCS на централизованном блоке можно рассмотреть возможность полной замены PCS для минимизации времени простоя BESS, а ремонт неисправной PCS можно выполнить в специализированном центре (на месте?) и при условии, что они могут быть индивидуально изолированы. В таком случае при надлежащей электрической изоляции и процедуре LOTO обычно недоступна только часть контейнера батареи.	Централизованные PCS сложнее заменить на месте. В основном они ремонтируются непосредственно на месте, что требует высококвалифицированных специалистов. Ремонт потенциально более дорогой и длительный.
Обнаружение и локализация неисправностей	Риск отказа стринга невозможно исключить, но его можно уменьшить за счет более быстрых методов обнаружения и изоляции.	Независимая зарядка/разрядка каждой линейки аккумуляторных батарей позволит отслеживать неисправности на уровне линейки аккумуляторных батарей, а также быстрее локализовать и изолировать неисправность.	Независимая зарядка/разрядка каждой линейки аккумуляторных батарей позволит отслеживать неисправности на уровне линейки аккумуляторных батарей, а также быстрее локализовать и изолировать неисправность.	Централизованная концепция BESS не допускает независимую зарядку/разрядку каждого стрингового аккумулятора и мониторинг на уровне стринга со стороны PCS. Централизованная PCS не может локализовать отказ на уровне стринга без дальнейшей диагностики.
Использование энергии	Смешивание стрингов с разным SoH может привести к недоиспользованию общей емкости аккумулятора. Традиционно ручная калибровка выполняется для балансировки зарядки и максимизации энергии, извлекаемой из аккумулятора.	Концепция стринговой PCS позволяет производить независимую зарядку каждой стринги батареи. Все стринги могут достигать максимального SoC при зарядке или минимального SoC при разрядке и иметь более равномерную деградацию. Также снижается частота калибровки SOC.	PCS цепочки в концепции централизованного блока позволяют производить независимую зарядку каждой цепочки батарей. Все стринги могут достигать максимального SoC при зарядке или минимального SoC при разрядке и иметь более равномерную деградацию. Кроме того, частота калибровки SOC снижается.	Централизованная концепция PCS не может заряжать каждую цепочку батарей независимо. При зарядке BESS возникает эффект бочки, что снижает общую энергию, которую можно использовать. Для уменьшения расхождения требуется частая калибровка SoC, что может немного повлиять на доступность контейнеров батарей. Однако следует подчеркнуть, что некоторые поставщики BESS могут также устанавливать специальные устройства, позволяющие осуществлять балансировку стрингов в режиме онлайн для оптимизации глобальной работы.

Тема	Описание риска	String PCS внутри контейнера для BESS	String PCS на централизованном блоке (вне контейнера для BESS)	Централизованная PCS
Доступность	Потеря централизованной PCS окажет большее влияние на доступность системы по сравнению с потерей стринговой PCS.	Потеря стринговой PCS приведет к недоступности меньшего количества стоек по сравнению с централизованным решением.	Потеря стринговой PCS приведет к недоступности меньшего количества стоек по сравнению с централизованным решением.	Потеря централизованной PCS приведет к недоступности всех подключенных к ней контейнеров аккумуляторных батарей. Централизованная PCS часто подключена к 2-4 контейнерам аккумуляторных батарей, а в некоторых конфигурациях это число может быть даже больше. Следовательно, ее выход из строя окажет большее влияние на доступность системы.
Управление электрическими неисправностями, приводящими к проблемам безопасности аккумулятора	Риск электрических неисправностей, приводящих к возгоранию аккумуляторных батарей, имеет решающее значение при проектировании систем безопасности BESS.	Особое внимание следует уделить проектированию электрической защиты стринговой PCS, чтобы обеспечить ограниченный риск распространения неисправности на аккумуляторные блоки.	В случае отказа PCS риск распространения неисправности на аккумуляторные блоки ограничен при условии правильной реализации конструкции электрической защиты.	Ограниченный риск распространения неисправности на аккумуляторные блоки при условии правильной реализации конструкции электрической защиты.

не демонстрируют убедительного превосходства какого-либо одного решения над другими, и каждое решение способно достичь требуемого уровня надежности/доступности при правильном проектировании и интеграции. Важно оценить преимущества и недостатки каждого варианта индивидуально, принимая во внимание конкретные ограничения и требования проекта. Окончательное решение о выборе решения PCS для проекта должно быть основано на тщательном техническом исследовании, проведенном техническими экспертами.

3.7. Международный опыт использования аккумуляторных систем хранения энергии (BESS)

В настоящее время BESS применяется во многих странах с широким использованием возобновляемых источников энергии в энергосистемах. Страны со слабой взаимосвязью с другими странами, такие как Великобритания, и высокими целями по проникновению возобновляемых источников энергии продвигают использование BESS, в частно-

сти, предоставляя услуги по управлению частотой.

Некоторый международный опыт с высокой степенью инноваций описан в инициативе МЭК и рассматривается ниже²⁷.

Проект Red Sea

Проект Red Sea является ключевым инфраструктурным проектом, запланированным в Saudi Vision 2030. Это первый в мире новый город, который на 100% обеспечивается электроэнергией от PV+BESS. После завершения строительства новый город сможет ежегодно принимать миллионы туристов со всего мира. Как первый в мире проект микросети на уровне ГВт-ч, он состоит из фотоэлектрических модулей мощностью 400 МВт и накопителя энергии мощностью 1,3 ГВт-ч и был успешно сдан в октябре 2023 года. Эта система предъявляет высокие требования к формированию и стабильности сети. Huawei предоставляет комплексное решение для интеллектуальной микросети. В частности, компания предоставляет модульное и предварительно интегрированное решение для хранения энергии в

²⁷“Evaluation report for grid forming standardization in the field of renewable energy”, IEC

микросети и помогает заказчику завершить подготовку, реализацию плана и проектирование полевых экспериментов для доставки микросети, достигая цели заказчика по быстрой доставке. Поскольку электросеть отличается синергией PV+BESS, необходимо детально разработать и смоделировать общую логику работы и показатели производительности электросети. Благодаря интеллектуальному алгоритму управления система PV+BESS компании Huawei может достигать максимального соотношения мощности PV-к-ESS 2:1. При той же емкости накопителя энергии можно подключить больше фотоэлектрических модулей, что значительно снижает LCOE системы (<0,1 доллара США, менее 1/3 стоимости электропитания генераторной установки). Проект Red Sea – это не только яркая звезда в Saudi Vision 2030, но и важная веха в развитии «зеленой» повестки.

Проект Red Sea, по сути, представляет собой электросеть 110 кВ, состоящую из систем PV и BESS. Проблемы проекта включают его реализацию, формирование сети и стабильное электроснабжение конечных пользователей.

Компания Huawei предлагает модульное и

Проектирование SCR (коэффициент короткого замыкания) электросети, проектирование логики распределения энергии и проектирование устойчивости управления электросетью, проектирование переходных состояний, регулирование первичного и вторичного напряжения и частоты, динамическое регулирование напряжения PV/BESS/SVC, регулирование частоты и напряжения электросети после сброса нагрузки, синхронный пуск из обесточенного состояния более 1000 PCS, совместная работа нескольких коммутаторов в электросети, а также синхронное и асинхронное проектирование проверены в реальных условиях и позволяют достичь цели стабильной работы.

Red Sea Microgrid будет поставлять экологически чистую электроэнергию в отели, на опреснительные установки и очистные сооружения, в аэропорты, больницы и другие объекты. Различные устройства электропитания и типы операций различных пользователей создают проблемы для стабильной работы электросети. В реальных условиях были проверены различные типы устройств и операций для обеспечения стабильной работы.

Рисунок 8 – Проект микросетевого хранения энергии мощностью 1,3 ГВт·ч в Красном море, Саудовская Аравия



Источник: Huawei Technologies

предварительно интегрированное решение для хранения энергии в микросетях, а также помогает заказчику завершить подготовку, реализацию плана и проектирование полевых экспериментов для доставки энергии в микросети, достигая поставленной заказчиком цели – быстрой поставки.

Проект аккумуляторной батареи Zenobe мощностью 300 МВт

Проект Zenobe по установке аккумуляторной батареи мощностью 300 МВт в Блэкхиллоке, Шотландия, является новаторской инициативой, направленной на повышение стабильности сети и

поддержку интеграции возобновляемой энергии. 3 марта 2025 года проект начал свою коммерческую эксплуатацию.

Этот проект запускается в два этапа. Фаза I включает 200 МВт, которые запущены 3 марта 2025 года, за ними последуют еще 100 МВт в 2026 году, что в общей сложности составит 300 МВт/600 МВт·ч. Общая мощность проекта эквивалентна электроснабжению >3,1 миллиона домов, что существенно больше, чем все домохозяйства в Шотландии, в течение одного часа.

Проект, специально расположенный между Инвернессом и Абердином с целью решения проблемы перегрузки сети от морских ветровых электростанций Viking (443 МВт), Moray East (950 МВт) и Beatrice (588 МВт), значительно сокращает количество теряемой экологически чистой энергии и является важной вехой на пути к достижению цели правительства Великобритании по достижению нулевого уровня выбросов в электросети к 2030 году.

Аккумуляторные хранилища компании AMP Energy

Компания Amp Energy объявила о разработке крупнейших в Европе объектов хранения аккумуляторных батарей с двумя проектами мощностью 400 МВт в Хантерстоне и Кинкардине, Шотландия, которые совместно известны как Scottish Green Battery Complex. Эти объекты, которые должны быть введены в эксплуатацию к апрелю 2024 года, обеспечат хранение энергии емкостью 800 МВт·ч, поддерживая стабильность сети и интеграцию возобновляемых источников энергии. Используя платформу Amp X на базе искусственного интеллекта от Amp, проекты направлены на обеспечение перспективной инфраструктуры электроснабжения Великобритании, способствуя переходу к декарбонизированной сети и сокращая необходимость в дорогостоящих модернизациях передачи.

Проекты Hunterston и Kincardine также участвуют в тендере National Grid's Scottish Stability Pathfinder 2, который направлен на решение проблем напряжения и стабильности, с которыми сталкивается электросеть Великобритании. Объекты Amp будут использовать современную технологию инверторов, формирующих сеть, наряду с двумя новыми установками синхронных конденсаторов, которые также способствуют стабилизации сети.

Проект по хранению энергии в штате Индиана, США

Проект по хранению энергии в Индиане, США, имеет мощность 15 МВт с 5,5 МВт·ч хранения энергии. Он направлен на замену дизельных генераторов более эффективными блоками SC2500UD для черного запуска (black start) двух газовых турбин мощностью 110 МВт. В этом проекте используется беспроводная параллельная технология формирования сети, позволяющая системам преобразования

энергии (PCS) плавно переключаться из автономного в сетевой режим. Главным преимуществом этого проекта является экономически эффективный и надежный процесс черного запуска, который значительно снижает эксплуатационные расходы, связанные с внешними источниками питания. Кроме того, проект предоставляет ценные услуги по регулированию частоты, повышая стабильность и эффективность работы газовой электростанции.

Проект по хранению энергии в провинции Цинхай, Китай

Цинхай обладает богатыми возобновляемыми источниками энергии и двумя базами фотоэлектрических установок мощностью 10 млн кВт. Существует большой спрос на передачу возобновляемой энергии. Еще в 2014 году фотоэлектрическая установка Huawei мощностью 200 МВт в Гунхэ, Цинхай, успешно прошла такие испытания, как прохождение через нулевое напряжение (ZVRT) и LVRT. Инверторы Huawei продемонстрировали превосходную производительность в условиях слабого сетевого соединения и получили высокую оценку владельца.

В последние годы провинция Цинхай наращивала мощь во всей цепочке возобновляемой энергетики с растущей долей возобновляемой энергии. К концу 2022 года провинция Цинхай установила 28,14 млн кВт установок возобновляемой энергии, что составляет 63% от мощностей в регионе. Однако из-за опасений по поводу безопасной и стабильной работы энергосистемы давление возобновляемой энергии растет с каждым днем. С одной стороны, синхронные генераторы с сильной функцией поддержки, запланированные на ранней стадии линии электропередачи постоянного тока «Цинъюй» в Хайнань-Тибетском автономном округе, Цинхай, не были введены в эксплуатацию в соответствии с графиком. Более того, все источники питания в близлежащих районах были возобновляемыми источниками энергии. В результате сбой коммутации системы передачи постоянного тока «Цинъюй» вызывает быстрые изменения напряжения короткого замыкания, во время которых происходит инверсия реактивной мощности, что еще больше ухудшает перенапряжение и приводит к отключению сети или даже повреждению устройств. С другой стороны, в районе Хайси в Цинхае нет обычного синхронного источника питания. После выхода из строя коммутации постоянного тока в Цзицзюане, Синьцзян, или в случае неисправности канала N-2 между Синьцзяном и северо-западной сетью поток электроэнергии перенаправляется в Хайси, Цинхай, что приводит к проблемам с низким напряжением.

На основе фактического состояния работы в Цинхае электросетевая компания в 2020 году опубликовала технические требования к электростанциям на возобновляемых источниках энергии в соответствии с Кодексом безопасности и стабильности энергоси-

системы (GB 38755-2019). Электростанции на возобновляемых источниках энергии в Цинхэ должны соответствовать требованиям по выдерживанию частоты и напряжения, а также требованиям к прохождению высокого и низкого напряжения и непрерывному прохождению, чтобы обеспечить безопасную и стабильную работу энергосистемы. Huawei оптимизировала производительность инвертора по нескольким аспектам для сценария работы всей сети и провела испытания производительности для генераторов на заводе Hongqi Plant I. На выполнение всех испытаний ушло всего два часа, и инверторы Huawei прошли все необходимые испытания.

Для дальнейшего улучшения возможностей потребления возобновляемой энергии в провинции Цинхай Национальное энергетическое управление Китая в 2021 году поручило компании Qinghai Electric Power Company провести исследование крупномасштабного хранения энергии, поддерживающего безопасную и стабильную работу энергосистем с

поддержкой напряжения. Результаты исследования показывают, что хранение энергии с поддержкой напряжения эффективно улучшило потребление возобновляемой энергии и возможности передачи постоянного тока электросети Цинхай, заполнив пробел в передаче постоянного тока в Китае.

На основе решения Smart PV & BESS Generator, разработанного Huawei, в 2022 году Huawei работала с China Resources Power над непрерывной проверкой и демонстрацией исследовательских тем под руководством Китайского научно-исследовательского института электроэнергетики и Научно-исследовательского института электроэнергетики Цинхай и в январе 2023 года завершила первое в мире испытание системы формирования сети PV+BESS на электростанции Gonghe PV в Цинхэ. Испытания включают параллельную устойчивость системы формирования сети, однократное и многократное прохождение через высоко-/низковольтные неисправности, PFR и инерционные испытания. Испыта-

Рисунок 9 – Завершение испытаний системы PV+BESS, формирующей сеть, в Гунхэ, провинция Цинхай



Источник: Huawei Technologies

высокой долей возобновляемой энергии. Как член команды компания Huawei активно участвовала в исследовании, оценивала осуществимость технических спецификаций и помогала завершить проверку электромагнитного моделирования и проверку ключевых технологий для хранения энергии с

ния полностью подтверждают, что системы генерации возобновляемой энергии, формирующие сеть, имеют решающее значение для поддержки сетей с высокой долей возобновляемой энергии, что является важной вехой в развитии возобновляемой энергии.

09

Часть 4.**Параметры работы системы хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (BESS) и применимые модели****4.1 Технические требования к аккумуляторным системам накопления энергии (BESS): международный опыт**

Технические требования к системам хранения энергии на основе аккумуляторов (BESS) значительно развились на основе международного опыта для обеспечения безопасной, эффективной и надежной работы. Типичные технические требования, основанные на мировой практике:

Требования безопасности

Безопасность аккумуляторных элементов и систем. Аккумуляторные элементы и системы должны быть защищены от электрических, механических и термических воздействий. IEC 62619 определяет испытания безопасности на уровне элементов и систем, включая перезаряд, принудительный разряд, короткое замыкание, термическое воздействие, удар и падение. Он также охватывает тесты функциональной безопасности, такие как перенапряжение, перегрузка по току и перегрев на уровне системы. UL 1973 включает в себя различные испытания для обеспечения безопасности и надежности аккумуляторных систем, используемых в стационарных и на легком электрическом железнодорожном транспорте (LER). В дополнение к испытаниям, проводимым в соответствии с IEC 62619, этот стандарт включает такие испытания, как проверка температуры и рабочих пределов, испытание на несбалансированную зарядку, электромагнитные, экологические испытания, а также испытания на отказоустойчивость.

Безопасность PCS конвертеров: стандарт IEC 62477-1 устанавливает требования безопасности для систем силовых электронных преобразователей (PECS) и оборудования. Это минимальные требования для снижения риска возгорания, поражения электрическим током, электромагнитных полей, термических и механических опасностей во время

использования, эксплуатации, обслуживания и ремонта. UL1741 содержит требования к безопасности, производительности и взаимосвязи для инверторов, преобразователей, контроллеров и оборудования систем взаимосвязи для использования с распределенными энергоресурсами (DER). В нем также освещаются требования к конструкции оборудования, включая номинальные характеристики компонентов, характеристики материалов, электрическое расстояние, снижение пожарной опасности, маркировку и инструкции по установке.

Еще одним стандартом безопасности BESS является UL9540A. В этом стандарте описывается методология испытаний для определения способности аккумуляторной технологии подвергаться тепловому выходу из-под контроля, а затем оцениваются характеристики опасности пожара и взрыва тех аккумуляторных систем хранения энергии, которые продемонстрировали способность подвергаться тепловому выходу из-под контроля. Это испытание предоставляет производителям BESS важную информацию для разработки своих систем, позволяющих снизить риски распространения пожара и взрыва.

UL9540 разработан с учетом критических критериев безопасности и производительности BESS, которые используются в различных приложениях, таких как жилые, коммерческие, коммунальные, микросети и системы резервного электропитания. Стандарт охватывает несколько ключевых аспектов, обеспечивающих безопасную и надежную работу этих систем. К основным требованиям настоящего стандарта относятся:

1. Электрическая безопасность: обеспечивает безопасную работу системы в нормальных и нештатных условиях, предотвращая опасность поражения электрическим током.
2. Системы управления батареями (BMS): требуется включение BMS для мониторинга и регулиро-

вания работы батарей, обеспечивая оптимальную производительность и безопасность.

3. Термическая стабильность: учитывается способность системы управлять и рассеивать тепло, предотвращая перегрев и связанные с ним риски.

4. Целостность системы: обеспечивает общую структурную и функциональную стабильность ESS, включая механические и экологические аспекты.

В нем также рассматриваются передовые методы, которые следует применять в процессе проектирования и строительства установки BESS.

NFPA 855 содержит рекомендации по снижению опасностей, связанных с установками BESS.

Требования к производительности

Эффективность и эффективность преобразования энергии (RTE – round-trip efficiency): BESS должна соответствовать минимальным пороговым значениям эффективности, чтобы обеспечить оптимальное использование энергии. В стандарте IEC 62933-2-1 описаны показатели производительности и критерии тестирования, включая эффективность в двух направлениях и ухудшение с течением времени.

Ухудшение емкости: минимальные требования к емкости в течение циклов установлены для оценки срока службы батареи. Многие системы тестируются в соответствии со стандартом IEC 62620 или эквивалентными стандартами по критериям производительности, связанным с сохранением емкости (саморазряд), восстановлением емкости (необратимая потеря емкости во время хранения) и выносливостью в циклах (срок службы).

Время отклика: это важнейшее требование для стабильности сети. Для приложений, подключенных к сети, может потребоваться время отклика в миллисекунды, при этом такие показатели, как скорость изменения, напряжение и регулирование частоты, охватываются стандартами IEC 62933-2-1, а также IEEE 1547-1.

Масштабируемость и модульная конструкция: системы должны поддерживать масштабируемость с модульными конфигурациями, чтобы соответствовать различным требованиям к сети и обеспечивать простоту обслуживания. Такие стандарты, как IEEE 2030.2, содержат рекомендации по модульной конструкции и интеграции.

Требования к надежности

Понимание надежности ESS предполагает нечто большее, чем просто оценку вероятности сбоя системы; оно включает в себя способность системы эффективно и результативно выполнять требуемые функции в установленных условиях в течение определенного периода. Это определение

надежности имеет решающее значение в контексте BESS, поскольку эти системы часто поддерживают критически важные варианты применения, начиная от стабильности сети и заканчивая интеграцией возобновляемых источников энергии и аварийным резервным питанием²⁸.

Экологическая устойчивость: системы должны быть устойчивы к изменяющимся температурам, влажности и условиям окружающей среды. Такие стандарты, как IEC 62933-2-1, описывают условия окружающей среды для протоколов испытаний ESS. IEC62477-1 также охватывает экологические испытания (типовые испытания) конвертеров PCS для установления надежности конвертеров PCS и ее оборудования в экстремальных условиях расчетных условий окружающей среды.

Резервирование и системы резервного копирования. Для критически важных приложений (например, больницы инфраструктуры) может потребоваться встроенное резервирование для поддержания электропитания критически важных нагрузок во время одиночных сбоев оборудования.

Электромагнитная совместимость (ЭМС): электромагнитная совместимость гарантирует, что BESS и конвертеры PCS могут работать без помех со стороны других электронных устройств или создавать помехи для них. Это жизненно важно для поддержания надежности всей энергосистемы, поскольку электромагнитные помехи (ЭМП) могут привести к сбоям в работе, гармоническим искажениям, колебаниям напряжения и помехам сигнала, которые могут ухудшить качество электроэнергии, подаваемой потребителям, и даже к сбоям в системе. Такие стандарты, как серия IEC 61000, содержат рекомендации для производителей, проектировщиков и инженеров, позволяющие гарантировать, что продукты и их интеграция соответствуют требованиям ЭМС и надежно работают в различных средах.

Сетевое взаимодействие и коммуникации

Соответствие сетевым нормам: подключенные к сети BESS должны соответствовать местным сетевым нормам, таким как, к примеру, IEEE 1547-1 в США, который определяет требования к взаимодействию. Эти требования охватывают регулирование напряжения, коэффициент мощности и возможности преодоления отказов.

Совместимость с интеллектуальными сетями: связь с сетями и другими системами управления энергией имеет важное значение для интеграции интеллектуальных сетей. Такие стандарты, как IEEE 2030.2, предоставляют протоколы взаимодействия, гарантируя, что BESS может взаимодействовать с операторами сетей. Тем не менее требования к свя-

²⁸Review on reliability assessment of energy storage systems, Xiaohu Yan | Jialiang Li | Pengfei Zhao | Nian Liu | Liangyou Wang | Bo Yue | Yanchao Liu

зи специфичны для TSO/DSO и должны быть предусмотрены на уровне проекта.

Системы управления и протоколы связи: международные протоколы, такие как IEC 61850 для связи на подстанциях, используются для управления обменом данными для мониторинга, автоматизации и контроля в реальном времени.

Стандарты охраны окружающей среды и устойчивого развития

Воздействие на окружающую среду: такие стандарты, как ISO 14001, подчеркивают важность устойчивых методов производства, управления отходами и переработки отходов в целях ограничения воздействия BESS на окружающую среду. Директива Европейского союза по батареям (2023/1542) также содержит требования к ответственному выбору сырья, используемого в батареях, чтобы минимизировать воздействие на окружающую среду и общество.

Переработка: В настоящее время не существует специальных стандартов по переработке литий-ионных батарей для сектора хранения энергии. Однако Директива Европейского союза по батареям (2023/1542) вводит комплексные требования по переработке батарей для обеспечения устойчивости и снижения воздействия на окружающую среду. Он устанавливает требования к сбору, хранению и транспортировке отработанных аккумуляторов для предотвращения несчастных случаев и загрязнения окружающей среды.

Транспортировка и переработка: стандарты ООН, такие как UN 38.3, регулируют безопасную транспортировку литий-ионных аккумуляторов, а во многих регионах действуют дополнительные протоколы по переработке материалов и управлению утилизацией отходов. Это наиболее широко используемый стандарт для перевозки литий-ионных аккумуляторов в секторе BESS.

Извлеченные международные уроки

Профилактическое обслуживание: Опыт показал важность регулярного профилактического обслуживания и мониторинга систем, таких как мониторинг состояния работоспособности (SOH) и SOC, для продления срока службы аккумулятора BESS и раннего обнаружения неисправностей. Оцифровка кривой зарядки и разрядки аккумуляторных блоков может помочь заранее обнаружить любую потенциальную неисправность.

Политика и соответствие: Соответствие как международным, так и национальным стандартам имеет решающее значение для обеспечения постоянной безопасности и эксплуатационной надежности. Примерами служат австралийские стандарты BESS и

строгие политики утилизации Европейского союза.

Регистрация данных и предиктивная аналитика: на международном уровне предиктивное обслуживание на основе анализа данных доказало свою эффективность. Системы BESS все чаще включают мониторинг и аналитику в реальном времени для оптимизации эксплуатации и управления жизненным циклом.

Соблюдение этих технических стандартов и требований обеспечивает надежность, безопасность и эффективность BESS в различных средах и областях применения, отражая передовой опыт мирового уровня.

Технические требования на уровне проекта: Возможность адаптировать конструкцию аккумуляторных систем хранения энергии (BESS) к проектным/локальным ограничениям имеет решающее значение. Большинство продуктов BESS разработаны для развертывания в различных средах и географических точках. Однако конкретные проекты могут предъявлять более строгие требования в зависимости от их географической подверженности риску. Например, в районах, подверженных частым и сильным землетрясениям, могут потребоваться более надежные конструкции, чтобы гарантировать, что системы хранения останутся работоспособными и безопасными во время сейсмических явлений. В регионах, сталкивающихся с экстремальными погодными условиями, такими как ураганы или сильные снегопады, могут потребоваться дополнительные меры для защиты от наводнений, ветровых повреждений или снеговой нагрузки.

Более того, нормативные стандарты могут существенно различаться в разных странах, что требует индивидуального подхода к таким аспектам, как пожарная безопасность, управление температурным режимом и подключение к сетям. Учитывая эти местные требования, производители BESS могут обеспечить большую надежность, долговечность и безопасность своих систем, что в конечном итоге способствует стабильности и эффективности энергоснабжения в различных частях мира.

4.2 Международные стандарты в сегменте систем хранения энергии на аккумуляторных батареях (BESS)

Системы хранения энергии на основе аккумуляторов (BESS) регулируются набором международных стандартов, которые обеспечивают безопасность, производительность, надежность и совместимость. Эти стандарты охватывают все: от химии ячеек до полного проектирования и установки системы. Ключевые международные стандарты, относящиеся к сегменту BESS, приведены в таблице ниже.

Таблица 10 – Ключевые стандарты по системам BESS²⁹

Наименование стандарта	Описание
Стандарты МЭК (Международной электротехнической комиссии)	
IEC 62619	Вторичные элементы и батареи, содержащие щелочные или другие некислотные электролиты. Требования безопасности к вторичным литиевым элементам и аккумуляторы для использования в промышленных целях. Он определяет требования и испытания для обеспечения безопасной эксплуатации.
IEC 62933	Стандарт, в котором основное внимание уделяется системным аспектам EESS, а не устройствам хранения энергии. Его публикации пронумерованы так: Часть 1: Терминология Часть 2: Параметры устройства и методы тестирования Часть 3: Планирование и установка Часть 4: Экологические проблемы Часть 5: Вопросы безопасности
IEC 62477-1	Требования безопасности к силовым электронным преобразовательным системам и оборудованию. Он устанавливает минимальные требования для снижения риска возгорания, поражения электрическим током, электромагнитных полей, термических и механических опасностей во время использования, эксплуатации, обслуживания и ремонта.
IEC 61427	Охватывает требования и испытания аккумуляторных систем для хранения возобновляемой энергии.
Стандарты UL (Underwriters Laboratories)	
UL 9540	Система хранения энергии и оборудование. Определяет требования к безопасной установке и эксплуатации систем хранения энергии, часто обязательных для установки в Соединенных Штатах Америки.
UL 9540A	Метод испытаний для оценки неконтролируемого теплового распространения огня в аккумуляторных системах хранения энергии. Это метод испытаний, который оценивает риск термического разгона и распространения пожара в аккумуляторных системах, помогая повысить пожарную безопасность.
UL 1973	Аккумуляторы для использования в стационарных устройствах, вспомогательных транспортных средствах и легких электрических железных дорогах (LER). Этот стандарт охватывает протоколы испытаний систем хранения энергии для обеспечения их безопасности, надежности и правильного функционирования.
UL 1741	Инверторы, преобразователи, контроллеры и оборудование систем взаимосвязи для использования с распределенными энергоресурсами. Этот стандарт гарантирует, что эти компоненты безопасны и надежны для использования как в автономных, так и в сетевых энергосистемах.
Стандарты NFPA (Национальной ассоциации противопожарной защиты)	
NFPA 855	Стандарт установки стационарных систем хранения энергии. Он содержит рекомендации по установке систем хранения энергии, уделяя особое внимание мерам безопасности для предотвращения распространения пожара и взрывов.

Наименование стандарта	Описание
Стандарты IEEE (Институт инженеров по электротехнике и электронике)	
IEEE 1547-1	Стандартные процедуры проверки соответствия оборудования, соединяющего распределенные ресурсы с электроэнергетическими системами. Этот стандарт предоставляет тесты и процедуры для проверки соответствия распределенных энергетических ресурсов.
IEEE 1679.1	Руководство по характеристике и оценке литиевых батарей в стационарных приложениях. Этот стандарт содержит описание технологии, информацию о старении и режимах отказов, обсуждение вопросов безопасности, методов оценки и нормативных вопросов для основных типов литиевых батарей для использования в стационарных приложениях.
IEEE 2030.2	Руководство по взаимодействию и коммуникациям для хранения энергии в интеллектуальных системах электросетей, обеспечивая бесшовную интеграцию.
Другие соответствующие стандарты	
UN 38.3	Перевозка опасных грузов. Настоящий стандарт регулирует безопасность литиевых батарей при транспортировке. Это жизненно важно для систем BESS, поскольку их часто перевозят к месту установки.
ISO 9001 и ISO 14001	Системы менеджмента качества. Требования и Системы экологического менеджмента. Требования с руководством по использованию. Стандарты управления качеством и охраны окружающей среды, которых часто придерживаются производители для обеспечения надежных и устойчивых производственных процессов.

Эти стандарты постоянно развиваются по мере развития технологий, адаптируясь для включения более разнообразных химических составов и конфигураций, более высоких напряжений и более широких применений BESS в масштабах сети, коммерческих и жилых помещений. Соблюдение этих стандартов имеет важное значение для производителей, установщиков и операторов для обеспечения безопасности, надежности и нормативного соответствия.

4.3 Применимые формы собственности и бизнес-модели

Системы хранения энергии BESS могут обеспечить широкий набор услуг для электроэнерге-

тической системы, начиная от переноса времени использования энергии и заканчивая предоставлением вспомогательных услуг и гарантированной пропускной способностью, а также управлением перегрузками в системах передачи и распределения. Однако применяемые формы собственности и бизнес-модели для BESS будут зависеть от требований гибкости электросети, существующих механизмов рынка электроэнергии и нормативной базы. Модели собственности и бизнес-модели, которые могут быть разработаны для применения BESS, будут во многом зависеть от законодательства Республики Казахстан, а также от потенциального развития и возможностей, основанных на международном опыте. Некоторые из них представлены в таблице ниже.

Таблица 11 – Применимые модели к реализации проектов BESS

Вариант использования BESS		Механизмы реализации	Необходимые поправки/ способы реализации	Функция
1	Укрепление возобновляемой генерации	Инвестиционные стимулы и стимулирующие тарифы через РРА-контракты		• Улучшает интеграцию возобновляемых источников энергии. • Снижает зависимость от традиционной генерации. • Повышает стабильность и надежность сети.
	Сглаживание генерации возобновляемых источников энергии			
	Рост возобновляемой генерации			
2	Вспомогательные услуги – частотная характеристика, частотный резерв, поддержка напряжения	Краткосрочные контракты, рынок дополнительных услуг	Национальный кодекс электросетей, механизмы рынка электроэнергии и стандартные контракты	• Обеспечивает более быструю и точную реакцию на нестабильность сети. • Снижает затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание традиционных генерирующих установок • Снижает потребность в обычных резервах и выделенных ресурсах реактивной мощности.
3	Резервы мощности	Рынок мощности, долгосрочные контракты	Разработка политики, реформа рынка электроэнергии, включающая структуру рынка мощности, стандартные контракты и ежегодные отчеты о потребности в электрической мощности	• Откладывает дорогостоящие инвестиции в инфраструктуру и новые установки. • Предоставляет гибкие и масштабируемые решения по емкости. • Повышает надежность сети в случае будущих отключений электроэнергии.
4	«За счетчиком» – сглаживание пиков	Механизмы реагирования на спрос, механизмы ценообразования в критические пиковые часы	Разработка политики, реформа рынка электроэнергии	• Обеспечивает гибкость в управлении пиковым спросом. • Повышает общую экономию затрат на электроэнергию и эффективность. • Повышает надежность сети за счет снижения пиковых нагрузок.
	«За счетчиком» – смещение пика			
5	Энергетический арбитраж	Оптовый рынок, двусторонние контракты, механизм балансирования	Механизмы рынка электроэнергии	• Минимизирует зависимость от пиковых установок. • Повышает надежность и стабильность сети в периоды низкого спроса и высокого производства. • Баланс генерации и спроса в сети до фактической поставки, чтобы сократить потребность во вспомогательных услугах.
6	Управление нагрузками	инициативы/механизмы по развитию сетей, локальные рынки гибкости	Планы развития сетей, Механизмы рынка электроэнергии	• Минимизировать потребность в инвестициях в сети передачи или распределения. • Повышает надежность и стабильность сети в периоды низкого и высокого спроса.

BESS обеспечивает гибкость, стабильность и надежность энергосистемы в различных временных масштабах. Важнейшим аспектом содействия росту решений для систем хранения энергии на аккумуляторах (BESS) является предоставление этим системам возможности увеличить свои доходы за счет накопления доходов, как указано выше, и снижения рисков, связанных с разработкой проектов BESS. Долгосрочная прозрачность и предсказуемость доходов, а также стабильность регулирования помогают снизить профиль рисков и улучшить инвестиционную привлекательность проектов BESS.

В дополнение к этому следует отметить, что технические характеристики сетей и существующие рыночные механизмы являются ключевыми факторами, определяющими жизнеспособный вариант использования BESS.

4.4. Текущие цены и стоимость систем BESS

Анализ, проведенный Международным энергетическим агентством, показывает, что последнее десятилетие можно считать эпохой литий-ионных аккумуляторов. Их фундаментальными преимуществами перед старыми альтернативами, такими как свинцово-кислотные или никель-кадмиевые аккумуляторы, являются их гораздо более высокая плотность энергии и более длительный срок службы. В то время как свинцово-кислотные аккумуляторы имеют удельную энергию (энергию, запасенную на единицу веса) в диапазоне от 35 до 40 Вт·ч/кг, литий-ионные аккумуляторы сегодня имеют продемонстрированный диапазон удельной энергии около 90-300 Вт·ч/кг на уровне ячеек. Благодаря более высокой плотности энергии литий-ионные аккумуляторы можно объединять в гораздо более легкие и компактные аккумуляторные блоки.

Литий-ионный элемент состоит из четырех основных компонентов: катода, анода, электролита и сепаратора. Катод и анод хранят ионы лития, от которых технология и получила свое название. Основная функция сепаратора – предотвращение коротких замыканий, в то время как электролит облегчает перемещение ионов лития от катода к аноду во время режима зарядки и наоборот во время режима разрядки. Сегодня существует несколько разновидностей литий-ионных аккумуляторов, и они продолжают развиваться в результате исследований и разработок (НИОКР) для улучшения плотности энергии, времени зарядки, безопасности и срока службы, а также снижения затрат.

Сегодня 90% литий-ионных аккумуляторов используются для электрификации в транспортном секторе. Аккумуляторы для электромобилей должны быть энергоемкими, небольшими и легкими. Аккумуляторное хранение, напротив, не имеет таких строгих требований к размеру и весу, но вместо этого отдает приоритет низкой стоимости и долговеч-

ности. Тенденции из автомобильной промышленности часто переносились в энергетический сектор, и усовершенствования в аккумуляторах для электромобилей могли бы значительно улучшить аккумуляторы, используемые для хранения энергии, тогда как обратное не обязательно может быть верным. Однако оба сектора стремятся минимизировать углеродный след от использования своих аккумуляторов и максимально расширить возможности для повторного использования и переработки аккумуляторов. Например, аккумуляторы для электромобилей потенциально могут быть повторно использованы для вторичного использования, в частности, как решения для систем хранения энергии промышленного масштаба или систем BESS «за счетчиком». Однако необходимо решить несколько технических проблем вместе с нормативными изменениями для повторного использования аккумуляторов электромобилей для вторичного применения.

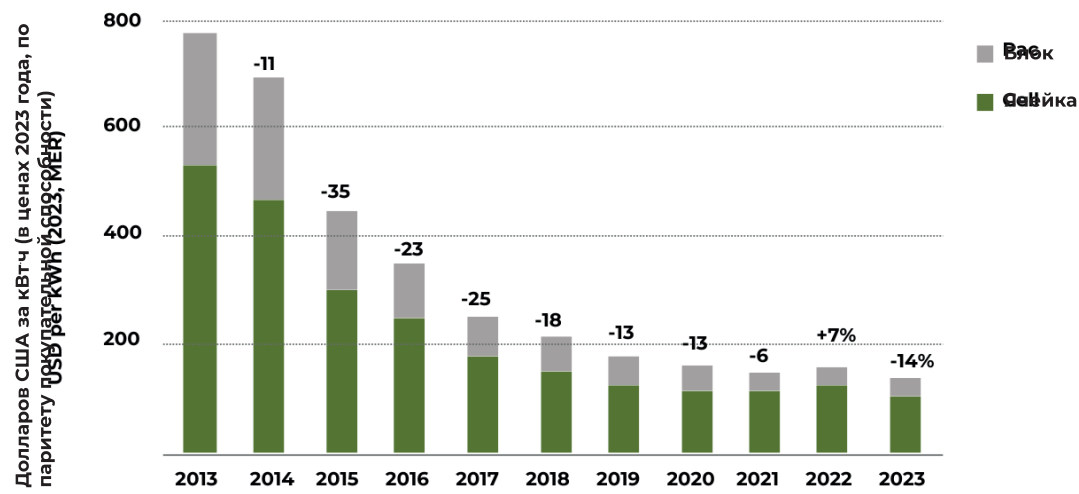
За десятилетие цены на литий-ионные аккумуляторы (включая стоимость ячеек и блоков) снизились с примерно 800 долларов США за кВт·ч до менее 140 долларов США за кВт·ч в 2023 году благодаря постоянному прогрессу в НИОКР, экономии масштаба и технологическим инновациям. Это увеличило долю затрат на сырье в общей стоимости аккумуляторов, и цены на аккумуляторы теперь в значительной степени зависят от цен на критически важные минералы, которые могут быть нестабильными.

Например, резкий рост цен на металлы для аккумуляторов в 2022 году привел к первому в истории годовому росту цен на аккумуляторы. Однако рост поставок минералов и расширение производственных мощностей по производству аккумуляторов в сочетании с более низким, чем ожидалось, спросом в отдельных регионах, особенно в Китае, привели к значительному снижению цен в 2023 году, при этом стоимость аккумуляторов упала ниже уровня 2021 года.

Аккумуляторная промышленность продолжает инвестировать в недорогую катодную химию, известную как литий-железо-фосфат (LFP). Эти блоки и ячейки имели самые низкие мировые средневзвешенные цены среди всех литий-ионных батарей в 2023 году, при этом цены впервые упали ниже 100 долларов США за кВт·ч (BNEF, 2023). Даже в первые месяцы 2024 года цены на ячейки LFP продолжали снижаться и были значительно ниже 100 долларов США за кВт·ч в марте 2024 года (Benchmark Minerals, 2024). В региональном разрезе цены на литий-ионные батареи были самыми низкими в Китае и примерно на 10-20% выше в Соединенных Штатах и Европе.

Стоимость отдельных проектов по хранению энергии в аккумуляторных батареях промышленного масштаба может значительно различаться в зависимости от конкретных условий на месте, выбора технологий и нормативных режимов, при этом

Диаграмма 54 – Цены на литий-ионный батареи (блоки и ячейки) в 2013-2023 гг.*



Источник: Batteries and Secure Energy Transitions, Международное энергетическое агентство, 2024
*В графике приведены средневзвешенные цены в разрезе регионов и химического состава батарей

некоторые недавние проекты были реализованы по цене более 500 долларов США за кВт·ч, а другие – менее 200 долларов США за кВт·ч. Согласно прогнозу Международного энергетического агентства, в рамках применения сценария STEPS³¹ общие первоначальные затраты на хранение энергии в аккумуляторных батареях промышленного масштаба с четырехчасовой продолжительностью прогнозируются со среднего мирового показателя в 290 долларов США за кВт·ч в 2022 году до среднего показателя в 175 долларов США за кВт·ч в 2030 году, что на 40% меньше за этот период. После 2030 года средние расходы на хранение энергии в системах BESS промышленного масштаба, как прогнозируется, продолжают снижаться, и в 2050 году они будут на 55% ниже уровня 2022 года.

Это снижение средних затрат в сценарии STEPS означает, что первоначальные инвестиции для среднего проекта батареи с выходной мощностью 20 МВт и емкостью 80 МВт·ч снижаются с примерно с 23 миллионов долларов США сегодня до 14 миллионов долларов США в 2030 году. Проекты хранения батарей с более длительным сроком обычно имеют более низкую стоимость за единицу, поскольку затраты на проект распределяются на большее количество единиц, и есть экономия за счет масштаба для баланса системных затрат.

Средние региональные первоначальные затраты на системы BESS промышленного масштаба с четырехчасовой продолжительностью в настоящее время варьируются от 200 долларов США за кВт·ч до более 300 долларов США за кВт·ч, но этот диапазон сужается со временем, поскольку все больше рынков приобретают опыт и используют новые технологии. Китай является регионом с самой низкой стоимостью для новых проектов по системам BESS сегодня и, по прогнозам, останется таковым до 2030 года. Недавние затраты на проекты систем BESS промышленного масштаба в Соединенных Штатах и Европе сегодня находятся на верхнем конце диапазона, но более широкие рынки и более широкое развертывание снижают будущие затраты. В Индии сильный рост рынка систем BESS позволяет значительно сократить затраты.

Нормированная стоимость электроэнергии (LCOE) – это общая метрика, охватывающая все затраты, связанные с энергетической технологией, включая первоначальные инвестиции, затраты на финансирование, эксплуатацию и обслуживание, затраты на топливо и цены на выбросы углерода, где это применимо. Она часто используется в качестве метрики для электростанций и может использоваться аналогичным образом для средней стоимости систем хранения BESS, если расходы на зарядку

³¹ STEPS разработан для того, чтобы дать представление о том, как могут развиваться энергетические системы на основе подробного обзора текущего политического ландшафта. Результаты STEPS отражают подробный секторный обзор политик и мер, которые действуют или были объявлены; амбициозные энергетические или климатические цели не предполагают быть автоматически выполненными. Сценарий исследует, как могут развиваться энергетические системы в условиях сегодняшних политических условий, принимая во внимание действия отрасли, включая, например, объявленные планы по увеличению производственных мощностей для определенных технологий экологически чистой энергии.

рассматриваются как затраты на топливо. Она может применяться к хранению батареи в автономных условиях или в сочетании с другими технологиями, такими как солнечные фотоэлектрические системы. Для технологий, которые работают аналогичным образом, LCOE обеспечивает подходящую метрику для сравнения.

Для автономных систем BESS промышленного масштаба глобальный средний LCOE для проекта продолжительностью четыре часа снижается более чем на 30% с 2022 по 2030 год в сценарии STEPS, снизившись примерно с 360 долларов США за МВт·ч до 240 долларов США за МВт·ч. Средняя стоимость того же проекта снижается до 180 долларов США за МВт·ч к 2050 году. В течение всего периода LCOE отдельных проектов, по прогнозам, будет отличаться примерно на 20% от среднего значения в зависимости от конкретных технологических затрат и средних затрат на зарядку.

Сравнение затрат на системы BESS промышленного масштаба с другими технологиями хранения во многом зависит от их применения и местных условий, и многие конкурирующие технологии пока недоступны для коммерческого использования³². Сравнение с гидроаккумулирующей системой – крупнейшей формой хранения энергии в мире сегодня – в значительной степени зависит от предполагаемой продолжительности и годовых циклов заряда / разряда. При продолжительности менее четырех часов системы BESS сегодня обычно имеют более низкую LCOE, чем гидроаккумулирующая система. По мере увеличения продолжительности срока хранения энергии гидроаккумулирующая система становится более привлекательной. При продолжительности более восьми часов гидроаккумулирующая система в большинстве случаев имеет явное преимущество по сравнению с системами BESS. Конкретные условия на месте, включая местную геологию, существующий уклон и состав почв, имеют решающее значение для затрат на разработку гидроаккумулирующей системы и приводят к широкому диапазону индивидуальных затрат на проект; система хранения BESS лучше подходит для стандартизированного проектного проекта и процесса, чем гидроаккумулирующая система.

Хранение тепла – еще одна многообещающая технология, хотя в большинстве случаев она производит тепло в качестве конечного продукта, а не электрическую энергию, и поэтому ее трудно сравнивать на основе LCOE.

Гравитационное хранение также менее развито, чем аккумуляторное хранение, и оценки затрат на

ранние проекты широко различаются.

Системы BESS промышленного масштаба в сочетании с солнечной электростанцией³³

Аккумуляторная батарея хорошо подходит для работы в паре с солнечными фотоэлектрическими системами: она может эффективно заряжаться и разряжаться, чтобы максимизировать ценность своей продукции при изменении условий, и она рассчитана на тысячи циклов, что позволяет ей справляться с одним или несколькими циклами в день в течение десятилетия или более. Глобальный средний LCOE примерного проекта, объединяющего аккумуляторную батарею с солнечными фотоэлектрическими системами –

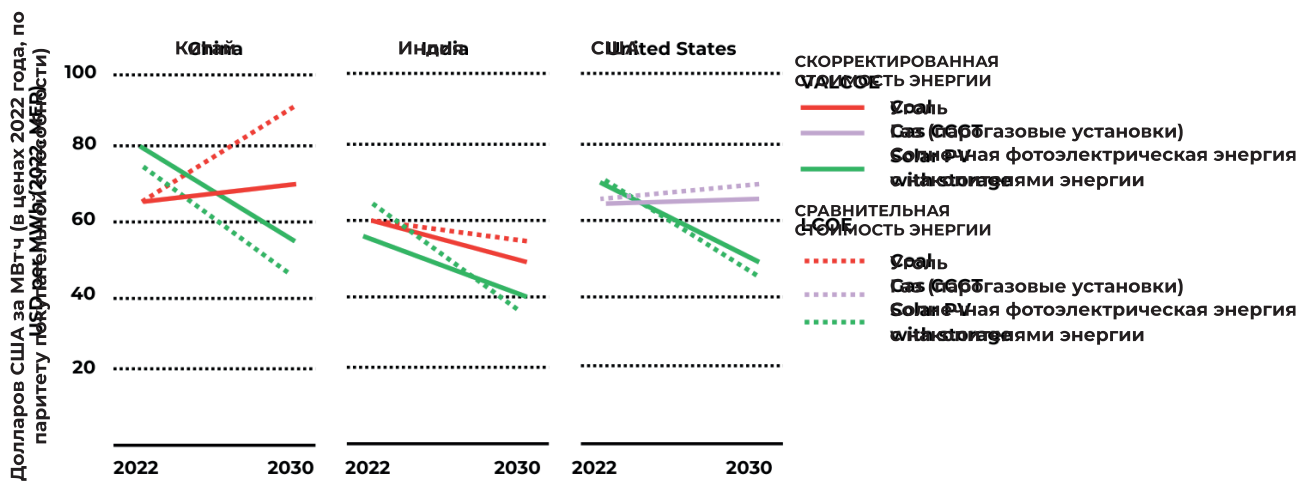
батарея 20 МВт/80 МВт·ч в паре с солнечными фотоэлектрическими системами мощностью 100 МВт, снижается с 75 долларов США за МВт·ч в 2022 году до 45 долларов США за МВт·ч в 2030 году в STEPS, снижение на 40%. Это объединяет снижение затрат на хранение энергии в аккумуляторных батареях примерно на 40% к 2030 году с сокращением затрат на солнечные фотоэлектрические установки коммунального масштаба примерно на 35% к 2030 году. Дальнейшее развитие технологий и инновации снижают среднюю стоимость этого проекта до 35 долларов США за МВт·ч в 2050 году, что более чем на 50% ниже текущего уровня.

При оценке конкурентоспособности аккумуляторных батарей в паре с солнечными фотоэлектрическими системами по сравнению с другими энергетическими технологиями существенные различия в их работе означают, что недостаточно рассматривать только LCOE. В этих обстоятельствах оценка требует рассмотрения стоимости вклада, внесенного в энергосистему, а также стоимости технологий. В модели Global Energy and Climate конкурентоспособность энергетических технологий основана на скорректированной стоимости LCOE для каждой технологии, которая объединяет прогнозируемую LCOE со стоимостью технологии для системы с точки зрения вклада в энергетические рынки, услуг гибкости и достаточности мощности. Это обеспечивает системное представление о конкурентоспособности технологий и оценке инвесторами как затрат, так и ожидаемых доходов потенциальных проектов. Скорректированную стоимость LCOE аккумуляторных батарей в паре с солнечными фотоэлектрическими системами можно оценить в рамках этой структуры и сравнить со всеми типами энергетических технологий.

³² Schmidt & Staffell, 2023, Jülich, 2016, Zakeri & Syri, 2015

³³ International Energy Agency, Batteries and Secure Energy Transition, 2024

Диаграмма 55 – LCOE и LCOE с поправкой на стоимость для солнечных фотоэлектрических систем плюс аккумуляторных батарей, угля и природного газа в отдельных регионах, сценарий STEPS, 2022–2030 гг.



Примечание: LCOE = приведенная стоимость электроэнергии; VALCOE = LCOE с поправкой на стоимость; MER = рыночный обменный курс; ПГУ = газовая турбина комбинированного цикла. Солнечная фотоэлектрическая система с накопителем = фотоэлектрическая установка в сочетании с аккумуляторной батареей продолжительностью 4 часа, масштабируемая до 20% выходной мощности солнечной фотоэлектрической станции. Источник: Batteries and Secure Energy Transitions, Международное энергетическое агентство, 2024.

Солнечные фотоэлектрические системы с системами BESS уже конкурируют с электростанциями, работающими на угле и природном газе, на некоторых рынках. На основе сравнений скорректированной стоимости LCOE в STEPS можно сделать вывод, что ее конкурентоспособность вскоре распространится на большинство ведущих рынков, открывая огромный потенциал для роста. В Китае скорректированная стоимость LCOE солнечных фотоэлектрических систем с аккумуляторными батареями опустится ниже, чем у угольной энергетики около 2025 года в STEPS. В Индии солнечные фотоэлектрические системы с аккумуляторными батареями уже более конкурентоспособны, чем уголь, и останутся таковыми в предстоящие годы. В Соединенных Штатах солнечные фотоэлектрические системы с аккумуляторными батареями вытесняют новые эффективные газовые электростанции до 2025 года и существенно увеличат свое преимущество к 2030 году. В Европейском союзе солнечные фотоэлектрические системы с аккумуляторными батареями уже легко вытесняют электростанции, работающие на природном газе, отчасти благодаря относительно высоким ценам на природный газ в Европейском союзе и относительно низким показателям использования для газовых электростанций вместе со значительной ценой на выбросы CO₂.

Аккумуляторы в паре с солнечными фотоэлектрическими системами также весьма конкурентоспособны по сравнению с другими источниками электроэнергии с низким уровнем выбросов, которые сегодня имеются в продаже. Скорректированная по стоимости LCOE солнечных фотоэлек-

трических систем плюс аккумуляторных батарей значительно ниже, чем у ядерной энергетики на большинстве рынков сегодня, хотя в Китае она не пересечет этот порог до 2025 года в STEPS. Ее ближайшими конкурентами являются солнечные фотоэлектрические системы сами по себе, наземные ВЭС на большинстве рынков и морской ветер в Китае и Европейском союзе. К 2030 году солнечные фотоэлектрические системы плюс аккумуляторные батареи в STEPS будут иметь скорректированную по стоимости LCOE, которая будет равна или ниже, чем у одних только солнечных фотоэлектрических систем в Соединенных Штатах, Европейском союзе, Китае и Индии, при этом добавленная стоимость, обеспечиваемая батареей, полностью компенсирует ее добавленную стоимость. Это указывает на то, что наиболее экономически эффективным вариантом для новых проектов солнечных фотоэлектрических систем на этих рынках, вероятно, будет сочетание с аккумуляторными батареями.

После 2030 года дополнительные низкоэмиссионные энергетические технологии будут на пути к коммерциализации, включая улавливание углерода, водород и аммиак, а также передовые ядерные конструкции, такие как малые модульные реакторы. Хотя стоимость этих технологий менее определена, им, вероятно, будет трудно успешно конкурировать в большинстве регионов мира с солнечными фотоэлектрическими системами и аккумуляторными батареями.

10

Часть 5.

Рекомендации по внедрению СНЭ в ЕЭС РК

5.1. Рекомендации в части технических требований к СНЭ

Внедрение СНЭ в Казахстане является критически важным шагом для обеспечения стабильности и надежности энергосистемы в условиях растущей доли ВИЭ. СНЭ позволяют сглаживать колебания в выработке ВИЭ, повышать гибкость энергосистемы и создавать новые возможности для управления спросом и предложением электроэнергии.

Разработка четких технических требований к СНЭ, с учетом международного опыта и специфики казахстанской энергосистемы, является одним из ключевых шагов на пути к успешной интеграции этой технологии. Для этого необходима доработка нормативных правовых актов, регулирующих требования СНЭ, включая рыночные условия.

В ходе эксплуатации необходимо накопление опыта работы с СНЭ, включая вопросы проектирования, установки, эксплуатации, обслуживания и интеграции в энергосистему.

В процессе развития технологий также требуется повышение компетенций в области СНЭ у специалистов энергетической отрасли, а также адаптация передовых практик к условиям Казахстана.

Технические требования к СНЭ играют ключевую роль в обеспечении эффективной интеграции ВИЭ в энергосистему. Эти требования должны учитывать:

Характеристики энергосистемы: конфигурацию сети, характеристики генерации, режимы работы, прогнозируемый рост потребления и т. д.

Специфику ВИЭ: нестабильность выработки, влияние на балансовую надежность и режимы работы сети, потенциал возникновения дисбалансов.

Возможности существующей генерации: ограниченную маневренность угольных электростанций, необходимость резервирования ВИЭ, потенциал генерации.

Требования к качеству электроэнергии: поддержание стабильности частоты и напряжения, обеспечение инерции и мощности короткого замыкания.

В ходе выбора типа СНЭ необходимо выполнить:

Тщательный выбор типа СНЭ, наиболее подходящего для конкретных условий и задач (литий-ионные, проточные батареи, ГАЭС, тепловые накопители, водородные системы и т. д.).

Учет преимуществ и недостатков каждой технологии, таких как стоимость, плотность энергии, время отклика, срок службы, экологические аспекты.

При выборе типа СНЭ необходимо учитывать количество полных циклов заряда/разряда в год.

Анализ стоимости СНЭ, механизмы возврата инвестиций, доступ к рынкам электроэнергии и вспомогательных услуг.

Оценку потребления электроэнергии на собственные нужды и технологические потери в СНЭ, которые компенсируются ее владельцем.

Основные технические рекомендации

Формирование сети:

Инверторы СНЭ (PCS), должны обладать возможностями формирования сети (grid forming – GFM) для обеспечения устойчивости энергосистемы в районах с высокой долей ВИЭ.

Требования к инверторам СНЭ в части формирования сети:

СНЭ, формирующая сеть, должна быть способна вести себя как источник напряжения с внутренним сопротивлением, который характеризуется внутренней амплитудой напряжения, фазовым углом и внутренним сопротивлением.

При возникновении возмущения в сети и пока не превышены возможности и пределы тока СНЭ, мгновенные характеристики напряжения должны быть способны поддерживать амплитуду и фазовый угол напряжения, пока в точке подключения происходят скачки угла или модуля напряжения.

В случае перенапряжения в системе инверторы GFM должны поддерживать постоянную подачу ак-

тивной мощности, избегая резких ее снижений. Это предотвратит опасные колебания частоты.

Если достигнут предел тока, участие GFM должно быть полностью потеряно, необходимо поддерживать его непрерывно как в нарушенной, так и в невозмущенной части энергосистемы. Однако в таких ситуациях допускаются специальные алгоритмы поведения GFM.

СНЭ, формирующая сеть, должна иметь возможность следовать уставкам по активной и реактивной мощности, заданным системным оператором, в том числе посредством АРЧМ.

СНЭ, формирующая сеть, должна иметь возможность деактивировать режим формирования сети (grid forming), переходя от режима формирования сети к режиму следования за сетью (grid following) через команду от системного оператора.

СНЭ должна участвовать в поддержании инерции с диапазоном настройки от 0 до 10 с.

СНЭ должны быть способны участвовать в поддержании колебаний частоты в заданных диапазонах, по крайней мере, до 100 Гц.

СНЭ должна иметь возможность гасить синхронные колебания активной мощности или напряжения. СНЭ должна иметь функцию гашения колебаний мощности, которая посредством управления активной и реактивной мощностью помогает ослабить колебания мощности. Демпфирование колебаний мощности должно иметь возможность гасить межзонные колебания в диапазоне $0,1 \div 1,0$ Гц. Характеристики управления напряжением и реактивной мощностью электростанции, формирующей сеть, не должны усиливать колебания мощности. Помимо межзонных колебаний, СНЭ должна также гасить колебания между ветровыми турбинами с частотой до 100 Гц. В результате рекомендуемый диапазон подавления колебаний составляет от 0,1 Гц до 100 Гц.

СНЭ должны иметь возможность запуска из полностью обесточенного состояния (black start) для восстановления системы после отключений. Полный набор мощности должен быть завершен в течение нескольких минут.

СНЭ могут участвовать в противоаварийном управлении для повышения или сохранения пропускной способности электрической сети.

Рекомендуемые уровни напряжения для СНЭ:

В соответствии со значениями, указанными в IEC 60038, рекомендуемые значения напряжений BESS следующие:

1. низкое напряжение: до 1 кВ переменного тока;
2. среднее напряжение: от 10 кВ до 35 кВ переменного тока;
3. уровень напряжения в системе постоянного тока: 1250 В.

Устойчивость к отклонениям частоты и напряжения:

1. BESS должна выдерживать отклонения частоты и напряжения в точке подключения к сети при нормальных и ненормальных условиях эксплуатации, как описано в правилах подключения к сети.

2. BESS должна поддерживать стабильность частоты и напряжения сети в соответствии с требованиями правил подключения к сети.

Управление активной мощностью и частотой:

СНЭ должны обладать возможностями регулирования частоты для компенсации колебаний, вызванных нестабильной генерацией ВИЭ. Для максимизации производства при обеспечении поддержки в случае дефицита частоты необходимо включение BESS в проекты ВИЭ.

Подключение гибридной станции ВИЭ, работающей совместно с системой автоматического регулирования частоты и мощности BESS, не должно приводить к потере потенциала генерации электроэнергии ВИЭ. BESS может регулировать частоту и мощность, а ВИЭ может вырабатывать на 100% мощности. Для этого требуется детальная проработка проекта на основе различных сценариев. BESS может использоваться для первичного и вторичного регулирования частоты. Однако для одновременного использования BESS для этих видов регулирования требуются детальные расчеты и организация соответствующего контроля. Первичное регулирование частоты осуществляется Резервом удержания частоты, а вторичное регулирование частоты осуществляется Резервом восстановления частоты или минимизации отклонений мощности.

1. Требования к регулированию частоты:

– быстрое время отклика (миллисекунды/секунды в зависимости от автоматики, направляющей сигнал управления активной мощностью); если GFM, расчет ведется на уровне инвертора, обеспечивая реакцию быстрее 5 мс);

– способность потреблять/генерировать мощность в зависимости от отклонения частоты на основе заранее определенных кривых реагирования, согласованных с Системным оператором;

– соответствие требованиям Системного оператора по скорости и объему регулирования;

– Рекомендуется регулируемая скорость изменения со значением от 10% до 100% активной мощности P_{nom} в минуту или в течение нескольких секунд. Однако фактическое значение должно быть указано и согласовано с Системным оператором, чтобы ограничить влияние очень крутой скорости изменения на оборудование BESS и стабильность сети.

2. Поддержание достаточного уровня заряда СНЭ для обеспечения эффективного регулирования частоты.

3. СНЭ должна иметь возможность получать заданный режим регулирования активной мощности от Системного оператора через контроллер или локальную EMS-систему СНЭ.

4. Скорость накопления/выдачи электроэнергии по команде должна быть не менее 10%/мин от номинальной мощности, а для электрохимических систем – не менее 100%/мин³⁴.

5. Минимальное количество полных циклов заряда/разряда в год – не менее 400, без ограничений по количеству циклов в сутки³⁵.

6. Минимальный уровень заряда при регулировании частоты должен рассчитываться в соответствии с техническими требованиями, но не должен превышать 10% от общей емкости³⁶.

7. Время снижения выработки активной мощности ВИЭ до нуля не должно превышать 3 секунд, считая от диспетчерской команды TSO (transmission system operator) до эффективного снижения мощности на объекте.

8. Подключение гибридной станции ВИЭ, работающей совместно со СНЭ, к системе автоматического регулирования частоты и мощности не должно приводить к потере потенциала выработки электроэнергии ВИЭ. СНЭ должна использоваться для регулирования частоты и мощности, в то время как ВИЭ может производить на 100% мощности. Для обеспечения этого требуется детальное изучение проекта на основе различных сценариев.

9. СНЭ могут использоваться для первичного, вторичного и третичного регулирования активной мощности. Однако для одновременного использования СНЭ для всех трех видов регулирования необходимы выполнение детальных расчетов и организация соответствующего управления.

Управление скоростью изменения мощности:

1. СНЭ должны обладать возможностями управления скоростью изменения активной мощности для поддержания стабильности сети.

2. Требования к управлению скоростью распределения:

- соответствие установленным Системным оператором пределам скорости изменения мощности;
- координация с Системным оператором для обеспечения оптимальной работы энергосистемы.

Резерв восстановления частоты/требования к вторичному регулированию частоты:

- быстрое время отклика (несколько секунд);
- способность потреблять/генерировать электроэнергию в зависимости от уставки мощности,

полученной от системного оператора;

- поддержание достаточного уровня заряда BESS для обеспечения эффективного регулирования частоты;

- скорость изменения меньше по сравнению с уставками первичного регулирования. Фактическое значение должно быть указано и согласовано с Системным оператором, чтобы ограничить влияние очень быстрой скорости изменения на стабильность сети и оборудование BESS.

Централизованная система автоматического управления противоаварийной ситуацией

- Быстрое отключение/полная загрузка BESS из/в сеть по команде от Централизованной системы автоматического управления противоаварийной ситуацией. Обычно время отклика составляет около 1 с. Однако фактическое значение должно быть указано и согласовано с системой управления противоаварийной ситуацией, чтобы ограничить влияние на оборудование BESS и стабильность сети.

Реактивная мощность и контроль напряжения:

Реактивная мощность и контроль напряжения могут быть достигнуты с помощью различных функций BESS и/или вспомогательного оборудования, такого как конденсаторные батареи:

1. Контроль коэффициента мощности:

- BESS следует уставкам коэффициента мощности, отправленным Системным оператором. Время отклика должно быть указано и согласовано с Системным оператором.

2. Контроль реактивной мощности:

- BESS следует уставкам реактивной мощности от Системного оператора. Время отклика должно быть указано и согласовано с оператором системы. Обычно оно находится в диапазоне 10-30 с.

3. Контроль напряжения:

- BESS следует уставкам напряжения и настройкам спада напряжения, отправленным Системным оператором. Время отклика должно быть указано и согласовано с Системным оператором.

Технические стандарты и безопасность:

В отношении безопасности и стандартов в Казахстане предлагаются следующие шаги, которые необходимо предпринять на национальном уровне:

1. Необходимость соответствия международным стандартам, регулирующим безопасность, производительность и надежность СНЭ, таким как IEC 62619, UL 9540A, IEC 62133, UL 1973, IEEE 2030.2, IEC 61427,

³⁴ Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей требуют наличия данных показателей

³⁵ См. сноску 27

³⁶ См. сноску 27

IEEE 1679.1, IEC 62933-2-1, IEEE 1547.

2. Обеспечение мер безопасности для предотвращения перегрева, теплового разгона, перезаряда, глубокого разряда и короткого замыкания.

3. Разработка национальных стандартов, адаптированных к специфике энергосистемы Казахстана.

4. Перед вводом СНЭ в эксплуатацию необходимо провести комплексное опробование, включающее проверку состояния заряда, коммуникаций и проведение 2-4 полных циклов накопления (заряда) и выдачи (разряда) электрической энергии с заданными параметрами.

5. Минимальный коэффициент готовности СНЭ в год – не менее 0,92³⁷.

Модульность и масштабируемость:

1. Предпочтительно использование модульной конструкции СНЭ для обеспечения гибкости, масштабируемости и простоты обслуживания.

2. Следует обеспечить возможность расширения мощности и емкости СНЭ по мере роста потребности.

3. Необходимо обеспечить гибкость для установки большего количества преобразователей (PCS) в установке на случай, если в будущем может потребоваться больший ток короткого замыкания или реактивная мощность для поддержки систем защиты или мощности в слабых шинах сети.

4. Следует обеспечить возможность упрощенной процедуры замены неисправных модулей.

Совместимость и взаимодействие:

1. Обеспечение совместимости СНЭ с существующей сетевой инфраструктурой и системами управления.

2. Наличие коммуникационных возможностей для обмена данными с Системным оператором и другими участниками рынка.

Циклы заряда / разряда и эксплуатация:

1. Количество полных циклов заряда/разряда в год зависит от сценария использования, а максимальное количество циклов в день определяется поставщиком системы BESS с учетом варианта использования, характеристик аккумулятора и размера системы терморегулирования.

2. Доступность BESS зависит от многих факторов, таких как сценарий использования, условия окружающей среды, план технического обслуживания и т. д.

5.2. Рекомендации по внесению изменений в нормативную базу

5.2.3. Изменения в действующее законодательство, регулирующее СНЭ

Правовой основой для урегулирования вопросов, связанных с системами накопления энергии (СНЭ), стало принятие в 2024 году ряда нормативных правовых актов. В частности, Закона РК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам теплотехники, электроэнергетики и регулируемых услуг» от 8 июля 2024 года №121-VIII, в соответствии с которым в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» было внесено понятие «системы накопления энергии» и предусмотрена возможность проведения аукционных торгов на отбор проектов по строительству новых объектов по использованию возобновляемых источников энергии, оснащенных СНЭ. Кроме того, был принят приказ министра энергетики РК от 14 октября 2024 года №367 «О внесении изменений и дополнений в некоторые приказы министра энергетики РК», согласно которому в электросетевые правила и правила технической эксплуатации электрических станций и сетей внесены дополнения, которые закладывают основные параметры и принципы работы СНЭ в рамках энергосистемы.

Несмотря на то, что принятие этих поправок является первым шагом в развитии СНЭ и выступает позитивным сигналом для сектора, часть принятых норм, вероятно, потребует корректировки.

Так, согласно пунктам 4 и 9 электросетевых правил для энергопроизводящих организаций с заявленной электрической мощностью 5 МВт условиями подключения к электрической сети является разработка схемы выдачи мощности электростанции и выполнение требований технических условий энергопередающей организации в соответствии с разработанной схемой выдачи мощности.

При этом указанным выше приказом помимо прочего внесены дополнения в электросетевые правила по содержанию схемы выдачи мощности электростанции (приложение №3), в частности, включены следующие позиции:

«...»

2-1) объемы ежегодной располагаемой мощности и емкости систем накопления электрической энергии, с учетом компенсации деградации электрохимических систем накопления электрической энергии;

2-2) ежегодный коэффициент готовности систем накопления электрической энергии;

...

15) технические характеристики систем накопления электрической энергии, заданных инструк-

³⁷ См. сноску 27

циями заводов-изготовителей, в том числе время отклика, количество циклов накопления (заряда) выдачи (разряда) электрической энергии в сутки, месяц, год».

Исходя из буквального толкования норм законодательства внесенные дополнения подразумевают, что все энергопроизводящие организации, и в первую очередь энергопроизводящие организации, использующие возобновляемые источники энергии, обязаны устанавливать на электростанциях СНЭ.

Вопрос необходимости обеспеченности объектов ВИЭ СНЭ обусловлен потребностью в стабильной работе энергосистемы в условиях роста генерации ВИЭ, то есть

требуется соблюдение баланса между достижениями показателей доли ВИЭ в генерации и стабильностью энергосистемы.

Вместе с тем такой подход представляется спорным по ряду причин. В первую очередь, в связи с вводом в июле 2023 года балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени. После чего энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, заключившие долгосрочный договор с РФЦ после 1 июля 2023 года или не имеющие такого долгосрочного договора, должны нести ответственность за допущенные отклонения от плановой генерации. Другим аспектом выступает тот факт, что отклонения энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ, могут быть компенсированы за счет других инструментов, например, совместной реализации в рамках проекта резервной маневренной генерации или объединения ВИЭ с маневренной генерацией под одним провайдером баланса. Иными словами, законодательство уже стимулирует энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, снижать отклонения в генерации, а новые поправки в электросетевые правила лишают энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, права выбора, за счет каких инструментов достигать большей стабильности генерации.

В этой связи полагается, что электросетевые правила следует пересмотреть в части исключения из содержания схемы выдачи мощности электростанции положений, касающихся обязательного наличия СНЭ. Альтернативным вариантом может стать внесение оговорки о том, что положения, касающиеся СНЭ, включаются в схему выдачи мощности электростанции при отсутствии иных вариантов компенсации отклонений генерации.

Другим направлением работы по изменению действующих норм законодательства, регулирующих СНЭ, в перспективе должен стать пересмотр параметров и требований, предъявляемых к СНЭ, с учетом работы СНЭ в реальных условиях энергосистемы, а также принимая во внимание развитие технологий в области СНЭ.

Отдельной проработки требует вопрос разграничения регулирования и требований, которые

предъявляются к крупным СНЭ, функционирующим на оптовом рынке электрической энергии, и СНЭ малой мощности, которые будут использоваться на розничном рынке электрической энергии. Для СНЭ малой мощности регулирование должно иметь максимально упрощенный характер и направлено только на цели исключения негативного воздействия на распределительные электрические сети и безопасность самих потребителей розничного рынка.

5.2.4. Общие изменения действующего законодательства

Для обеспечения надлежащего правового регулирования отношений, связанных с реализацией проектов СНЭ, в первую очередь необходимо сформировать понятийный аппарат.

В дополнение к определению СНЭ, внесенному Законом РК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам теплоэнергетики, электроэнергетики и регулируемых услуг» от 8 июля 2024 года №121-VIII в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», данное понятие необходимо включить в Закон РК «Об электроэнергетике», а также в подзаконные нормативные правовые акты, направленные на регулирование СНЭ. Аналогично для закрепления правового статуса лиц, владеющих или управляющих СНЭ, потребуются установить термин, обозначающий эксплуатирующую организацию/оператора СНЭ с отражением функций покупки и продажи электрической энергии. Также изменению подлежит состав субъектов оптового рынка электрической энергии путем включения в него эксплуатирующих организаций/операторов СНЭ. В целях исполнения приведенной выше рекомендации о разграничении СНЭ по мощности следует предусмотреть в законодательстве термин «СНЭ малой мощности» с установлением соответствующих критериев отнесения к таковым.

В настоящее время законодательство предусматривает различные виды деятельности в сфере электроэнергетики, в том числе производство, передачу, распределение, потребление электрической энергии. С учетом специфики СНЭ необходимо в Законе РК «Об электроэнергетике», а также в подзаконных нормативных правовых актах, регулирующих СНЭ, предусмотреть новые виды деятельности, а именно накопление и хранение электрической энергии.

Также с целью повышения инвестиционной привлекательности проектов с использованием СНЭ предлагается включить деятельность по накоплению и хранению электрической энергии в перечень приоритетных видов деятельности, на которые будут распространяться инвестиционные преференции, предусмотренные Предпринимательским кодексом РК. Это освобождение от обложения ввозными таможенными пошлинами, уплаты налога на добавленную стоимость, предоставление государственного

натурного гранта и другое. В этой связи потребуется внести изменения и дополнения в перечень приоритетных видов деятельности, утвержденный постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 января 2016 года №13, и в Общий классификатор видов экономической деятельности НК РК 03-2019, утвержденный Комитетом технического регулирования и метрологии Министерства торговли и интеграции Республики Казахстан.

5.2.5. Изменения по отдельным правовым механизмам реализации проектов аккумуляторных систем накопления энергии (BESS)

1) Аукционные торги ВИЭ с накопителями

Как указано выше, Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» предусматривает возможность проведения аукционных торгов на отбор проектов по строительству новых объектов по использованию возобновляемых источников энергии, оснащенных СНЭ.

Вместе с тем для успешного проведения аукционов и реализации таких проектов следует учитывать особенности объектов по использованию возобновляемых источников энергии, оснащенных СНЭ, в части того, что долгосрочные договоры с РФЦ заключаются на 20 лет. При этом срок эксплуатации СНЭ (с учетом постоянной деградации) значительно меньше. Соответственно, за период действия долгосрочного договора СНЭ объектов по использованию возобновляемых источников энергии будут полностью обновлены. Кроме того, оснащение объектов по использованию возобновляемых источников энергии СНЭ приведет к значительному удорожанию проектов.

В этой связи потребуется учесть вышеуказанную специфику в тарифообразовании объектов по использованию возобновляемых источников энергии, оснащенных СНЭ. Учитывая деградацию СНЭ и необходимость их обновления в процессе действия долгосрочного договора с РФЦ, а также принимая во внимание изменчивость рыночных цен на СНЭ, предлагается рассмотреть возможность установления тарифов (аукционных цен) для объектов по использованию возобновляемых источников энергии, оснащенных СНЭ, которые будут состоять из двух частей. Первая часть будет касаться окупаемости и доходности по объекту в целом (исключая СНЭ), а вторая – затрагивать только СНЭ. При этом к моменту наступления времени необходимости обновления СНЭ вторая часть должна быть пересмотрена (с сохранением первой части тарифа неизменной) с учетом тех затрат, которые возникнут к моменту обновления СНЭ.

Реализация такого механизма потребует внесения изменений и дополнений в закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» в части тарифа (аукционной цены) объектов по использованию возобновляемых источни-

ков энергии, оснащенных СНЭ, состоящего из двух частей, и установления общих требований к порядку пересмотра второй части тарифа с закреплением детального механизма на уровне правил централизованной покупки и продажи электрической энергии Единым закупщиком электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов (утверждены приказом министра энергетики РК от 2 марта 2015 года №164).

Кроме того, учитывая удорожание проектов ввиду необходимости установки СНЭ, вероятно, потребуется пересмотр приказа министра энергетики РК от 30 января 2018 года №33 «Об утверждении предельных аукционных цен».

2) Арбитраж цен

Этот механизм реализации проектов СНЭ, когда возврат инвестиций и получение прибыли осуществляются за счет разницы в цене покупки и продажи электрической энергии, представляется наиболее рыночным (без приоритетного выкупа электрической энергии/мощности). В этой связи законодательное регулирование должно носить минимальный характер, и, соответственно, не требуется значительного числа изменений и дополнений в законодательство. В основе регулирования проектов СНЭ, реализованных по данному механизму, должен максимально применяться правовой принцип «разрешено все, что прямо не запрещено законом».

Вместе с тем с целью привлечения потенциальных инвесторов считаем возможным предусмотреть в Законе РК «Об электроэнергетике» формальное упоминание о том, что проекты СНЭ могут быть реализованы по собственной инициативе (вне механизмов аукционов ВИЭ или на рынке электрической мощности) с обеспечением возможности участия на общих основаниях в оптовом рынке электрической энергии, на балансирующем рынке электрической энергии (в том числе в рамках провайдера баланса), с предоставлением права заключения договора на регулирование мощности с системным оператором и так далее. Аналогией в данном случае может выступать Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», который в пункте 1 статьи 9 предусматривает, что проекты ВИЭ могут быть реализованы как по механизму централизованной продажи электрической энергии РФЦ, так и на основе свободных двусторонних договоров с потребителями.

Нормативная база для электроэнергии исторически не была создана с учетом таких технологий, как хранение электроэнергии. Это привело к отсутствию правовой ясности в отношении ее определения. BESS часто рассматривается как составляющая генерации энергии и, как следствие, подчиняется тем же требованиям / лицензированию / разреше-

ниям / сетевым сборам, что и традиционные генерирующие единицы. Однако это также потребитель, подлежащий сетевым сборам (во время зарядки). И эта двойная характеристика BESS создает двусмысленность в его юридическом определении и тем самым создает барьер для его развертывания. Важно, чтобы законодательное регулирование избегало двойного взимания сетевых сборов для BESS, поскольку это создаст значительный барьер для построения экономического обоснования для проектов отдельно стоящих (stand-alone) BESS.

Также дискуссионным вопросом, касающимся проектов СНЭ, реализуемых по данному механизму, является закрепление в законодательстве полномочий Министерства энергетики в директивном порядке устанавливать максимальный спред, то есть предельную разницу между ценой покупки и продажи электрической энергии операторами СНЭ. Аргументом за установление такой компетенции Министерства энергетики является возможность влиять на ценообразование и ограничивать возможное получение сверхприбыли операторами СНЭ. Однако с точки зрения потенциальных инвесторов, планирующих реализацию проектов на рыночных условиях (без гарантированного возврата инвестиций), такое ограничение будет выступать сдерживающим фактором.

3) Аукцион на строительство СНЭ в рамках рынка электрической мощности

Отбор проектов СНЭ в рамках рынка электрической мощности через механизм аукциона представляется наиболее эффективным, способным привлечь сильных инвесторов с конкурентными тарифами на мощность.

При этом под системой хранения электрической энергии понимают электроустановку, предназначенную для накопления, хранения и выдачи электрической энергии, с автоматизированной системой управления, взаимосвязанными с ними сооружениями и инфраструктурой, технологически необходимыми для их эксплуатации.

В данной схеме необходимо ввести понятие оператора системы хранения электрической энергии – организации, приобретающей электрическую энергию и осуществляющей в последующем ее продажу посредством владения и (или) управления системой хранения электрической энергии. При этом оператор системы хранения электрической энергии должен быть определен как субъект оптового рынка электрической энергии, со всеми его правами и обязанностями.

В отличие от других субъектов оптового рынка – потребителей электроэнергии, операторы системы хранения электрической энергии не формируют прогнозные заявки на потребление, и их электрическая мощность потребления не учитывается в прогнозном спросе на электрическую мощность.

Поскольку оператор будет приобретать сетевую электроэнергию от разных источников энергии в разное время суток, а далее отдавать в сеть, находясь под управлением системного оператора, необходимо определить арбитраж цен на электрическую энергию. В этой связи уполномоченному органу нужно установить порядок определения разницы в стоимости приобретаемой и продаваемой электрической энергии оператором системы хранения электрической энергии.

Необходимо законодательно обеспечить беспрепятственный доступ СНЭ к сетям энергопередающих организаций.

Обязательными требованиями к СНЭ будут наличие АСКУЭ, системы телекоммуникаций и подключение к АРЧМ.

При организации аукционов по СНЭ уполномоченный орган совместно с СО в графике проведения аукционов должен определить места размещения СНЭ с точками подключения, а также предельную стоимость на единицу мощности. Организатору аукциона необходимо рассчитывать технические требования по каждой отдельной площадке, которые будут отличаться от места расположения СНЭ в энергосистеме.

В рамках аукциона на электрическую мощность необходимо разработать требования к работе СНЭ, количество зарядов/разрядов, другие требования, которые могут влиять на экономику проектов строительства и эксплуатации СНЭ. Предлагаем рассмотреть возможность определить количество зарядов/разрядов – 400 циклов в год.

Победитель аукциона имеет возможность подписать с Единым закупщиком договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности. Поставщики мощности получают оплату за имеющуюся у них мощность (тенге/МВт) и энергию, поставленную в сеть (тенге/МВт·ч) по мере поступления заявок от системного оператора.

Системы BESS на рынке мощности могут получать доход от механизма энергетического арбитража, но в этом случае они всегда должны поддерживать резерв минимальной мощности, если они задействованы на рынке мощности.

Договорная электрическая мощность (емкость) систем хранения электроэнергии со дня их ввода в эксплуатацию подлежит ежегодной аттестации системным оператором.

Если в результате проведения очередной аттестации электрической мощности (емкости) значение аттестованной электрической мощности (емкости) окажется меньше объема услуги, установленного в договоре с Единым закупщиком, объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности, принимаемый при расчете фактически оказанных услуг по поддержанию готовности электрической мощности, снижается до аттестованного значения до проведения очередной аттестации.

В процессе эксплуатации СНЭ будут применяться штрафные коэффициенты в отношении оператора СНЭ в случае неготовности аттестованной мощности (емкости) СНЭ и в случае СО, если количество зарядов/разрядов, определенных в договоре, будет превышено.

Данный механизм несет риски неопределенности для инвесторов. Они связаны с размытыми условиями участия в рынке мощности и слабым администрированием.

Механизм работы СНЭ на рынке мощности требует изменений как в Закон РК «Об электроэнергетике», так и в НПА, в частности, в ПТЭ, Правила аукционов, электросетевые правила и так далее.

4) Реализация проектов СНЭ системным оператором через системные услуги

Системный оператор является одним из ключевых субъектов в рамках энергосистемы и выполняет множество функций, в том числе осуществляет оказание системных услуг, таких как передача электрической энергии по национальной электрической сети, пользование национальной электрической сетью, услуги технической диспетчеризации, организация балансирования производства-потребления электрической энергии и так далее.

В этой связи реализация проектов СНЭ может производиться в рамках вышеуказанных системных услуг, в первую очередь, услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии с возмещением затрат системного оператора через соответствующий тариф.

Такой подход может стать одним из наиболее эффективных, так как системный оператор в силу своих функций заинтересован в стабильной и надежной работе энергосистемы и, соответственно, самостоятельно реализуя проекты СНЭ, сможет наиболее эффективно использовать их потенциал³⁸.

Услуга балансирования производства-потребления электрической энергии подразумевает организацию функционирования балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени и регламентируется различными нормативными правовыми актами. В первую очередь, законами РК «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях» и правилами формирования тарифов (утверждены приказом министра национальной экономики РК от 19 ноября 2019 года № 90).

Определение тарифа системного оператора на услугу балансирования производства-потребления электрической энергии в целом подчиняется

общему порядку формирования тарифов для всех субъектов естественных монополий и заключается в возврате средств, затрачиваемых на оказание услуг через тариф. Действующее законодательство прямо не запрещает системному оператору реализовывать проекты СНЭ за счет тарифа на услугу балансирования производства-потребления электрической энергии. Однако, учитывая правоприменительную практику, когда Комитет по регулированию естественных монополий и его территориальные подразделения, утверждающие тарифы субъектов естественных монополий, проводят политику, направленную на сдерживание тарифов, и принимая во внимание, что проекты СНЭ – это новый сектор для энергосистемы, существуют риски невключения затрат на реализацию проектов СНЭ в тариф системного оператора на услугу балансирования производства-потребления электрической энергии.

Для снижения указанного риска представляется целесообразным закрепить на уровне Закона РК «Об электроэнергетике» и правил формирования тарифов особые положения, предусматривающие, что в периоды дефицита регулировочной мощности в энергосистеме, согласно прогнозируемому балансу электрической энергии и мощности (ежегодно утверждаемому Министерством энергетики на семь лет), затраты системного оператора на реализацию проектов СНЭ включаются в тариф на услугу балансирования производства-потребления электрической энергии в приоритетном порядке.

5) Проекты СНЭ на розничном рынке «за счетчиком»

В настоящее время и в среднесрочной перспективе в условиях высокого уровня износа сетевого хозяйства и тенденции к ежегодному повышению уровня тарифов перспективным направлением может стать использование СНЭ на розничном рынке электрической энергии. В первую очередь это касается субъектов малого и среднего предпринимательства, нетто-потребителей электрической энергии. Также его применение возможно в домохозяйствах.

Для развития этого сегмента, помимо очевидно-го позитивного эффекта в виде повышения надежности электроснабжения и обеспечения большей энергонезависимости потребителей, необходимо создание экономических стимулов.

В данный момент на розничном рынке электрической энергии тарифы энергоснабжающих организаций регулируются как сфера общественно

³⁸ Право системного оператора на реализацию СНЭ в рамках его услуги балансирования может действовать как временная мера на период от трех до пяти лет, пока энергосистема Казахстана испытывает большие трудности в отсутствии достаточного объема регулировочной мощности.

значимых рынков в соответствии с Предпринимательским кодексом РК, тарифообразование определяется Правилами ценообразования на общественно значимых рынках. Тарифы на розничном рынке электроснабжения дифференцируются по группам потребителей и по объемам потребления, но при равных условиях (одна группа потребителей и один объем потребления) цена является одинаковой. В этой связи, помимо указанной дифференциации, необходимо также установить дифференциацию тарифов по зонам суток, то есть в разное время стоимость электрической энергии будет отличаться. В целом такой подход будет в упрощенном виде соответствовать изменению стоимости электрической энергии на оптовом рынке (где цена единого закупщика каждый час разная).

Правильное применение механизма дифференциации тарифов по зонам суток на розничном рынке электрической энергии не только станет инструментом реализации СНЭ. В целом это положительно скажется на энергосистеме, так как будет способствовать сглаживанию пиковых нагрузок, выравниванию графика потребления и большей стабильности работы.

Следует отметить, что дифференциация тарифов на розничном рынке по зонам суток не является полностью новым инструментом. Так, действующие правила дифференциации энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами (утверждены Приказом председателя Агентства РК по регулированию естественных монополий от 20 февраля 2009 года №57-ОД) до 2017 года, помимо объемов потребления, предусматривали также дифференциацию по зонам суток. В указанный период предусматривались двух- и трехзонные системы потребления (дифференциации) с установлением периодов утреннего и вечернего максимумов, а также дневных и ночных провалов. Отказ от этой системы полагаем ошибочным. На наш взгляд, он был вызван неправильным планированием

и администрированием процесса, а также отсутствием гибкости системы тарифообразования на розничном рынке электрической энергии (энергоснабжающие организации либо несли убытки, либо получали сверхдоходы) и сроков корректировки тарифов. Важным аспектом является тот факт, что с технической точки зрения значительных проблемных вопросов для реализации реформы нет, поскольку подавляющее число приборов учета потребителей позволяют обеспечить учет потребляемой электрической энергии по дифференцированным тарифам по зонам суток.

Значимым вопросом, требующим своего разрешения, является искажение ценообразования на розничном рынке электрической энергии ввиду применения указанной выше дифференциации по группам потребителей. Для примера: на 31 декабря 2024 года в Караганде потребители в зависимости от группы приобретали электрическую энергию по следующим тарифам (за 1 кВтч без учета НДС):

- 1) бытовые потребители – 19,91 тенге;
- 2) небытовые потребители (юридические лица) – 33,51 тенге;
- 3) бюджетные организации – 89,80 тенге.

Такой значительный разрыв в тарифах носит нерыночный характер, в отличие от дифференциации тарифов по зонам суток, где тарифы будут складываться с учетом спроса и предложения на розничном рынке электрической энергии и способствовать внедрению СНЭ.

Для реализации вышеизложенного механизма потребуются внесение незначительных дополнений в Закон РК «Об электроэнергетике» в части закрепления описываемого вида дифференциации и соответствующей компетенции уполномоченного органа по разработке правил дифференциации, поправок в Правила ценообразования на общественно значимых рынках касательно исключения дифференциации тарифов по группам потребителей, а также разработка отдельных правил дифференциации тарифов на розничном рынке электрической энергии по зонам суток.

11

Заключение

Как известно, объекты ВИЭ ввиду зависимости от природно-климатических факторов являются источником дисбалансов в энергосистеме. Согласно аналитическим данным за 2022 год, суммарные дисбалансы от объектов ВИЭ, как положительные, так и отрицательные, составили 1 867,8 млн кВтч при фактической генерации в 4 561,6 млн кВтч.

Эти дисбалансы приводят к зависимости от перетоков из Российской Федерации для балансирования в энергосистеме. При допустимом уровне перетоков в размере 150 МВт объемы в энергосистеме достигали уровня 1500 МВт. По информации Министерства энергетики РК, доля объектов ВИЭ в отклонениях на границе Республики Казахстан и Российской Федерации по итогам 2022 года составила 23%.

Одним из инструментов выравнивания суточного графика станций ВИЭ является внедрение систем хранения энергии. На текущий момент в ЕЭС РК отсутствуют реализованные проекты по системам хранения энергии. Вместе с тем отсутствуют и нормы, регулирующие технические требования к таким системам, а также к механизмам реализации таких проектов. При этом системы накопления энергии могут стать эффективным инструментом для обеспечения энергетической безопасности страны.

Согласно видению Системного оператора, поскольку объекты ВИЭ создают дисбалансы в энергосистеме, ко всем объектам ВИЭ необходимо установить требования по наличию систем хранения энергии мощностью не менее 50% от установленной мощности объекта ВИЭ и выдаче электроэнергии в течение двух часов для ветровых станций

и четырех часов для солнечных станций. По мнению бизнес-сообщества, такие технические требования приведут к дефолтам проектов ВИЭ. Более того, необходимо отметить, что в рамках функционирования балансирующего рынка электроэнергии за объектами ВИЭ уже закреплена ответственность по покупке отрицательных и положительных дисбалансов. В этой связи требования по оснащению системами накопления энергии для всех объектов ВИЭ являются чрезмерными.

По итогам проведенного анализа, развитие систем накопления энергии представляется в рамках следующих мер:

- реализация проектов систем хранения энергии через рынок мощности;
- создание механизма энергетического арбитража (разных ценовых сигналов для зарядки-разрядки СНЭ);
- развитие рынка вспомогательных услуг (регулирование частоты, инерции и т. д.);
- разработка национальных руководств по формированию минимальных требований к сети;
- реализация проектов систем накопления энергии с подключением к подстанциям системного оператора (по аналогии с grid boosters в Германии);
- отдельные аукционы на системы накопления энергии с ВИЭ;
- стимулирование систем накопления энергии «за счетчиком» на уровне домохозяйств и бизнеса в рамках розничного рынка электроэнергии.

Именно такой подход позволит применять эффективно потенциал систем накопления энергии BESS в рамках работы энергосистемы страны.

12

СПИСОК АББРЕВИАТУР

BESS	Battery Energy Storage Systems
CFD	Contract for difference / контракт на разницу
EES	Energy Storage System / Система накопления электрической энергии
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas – Системный оператор штата Техас
GFM	Grid-forming / Формирующие сети
IEA; МЭА	Международное энергетическое агентство
IEC / МЭК	International Electrotechnical Commission / Международная электротехническая комиссия
IRENA	Международное агентство по возобновляемой энергетике
KEGOC	Казахстанская компания по управлению электрическими сетями АО «KEGOC»
LCOE	Нормированная стоимость электроэнергии
LDES	Long Duration Energy Storage / Долговременное хранение энергии
LFP	Литий-железно-фосфатные батареи
NMC	Оксид никеля-марганца-кобальта
NCA	Оксид никеля-кобальта-алюминия
PCS	Система преобразования электроэнергии
PPA	Power purchase agreement / договор покупки электроэнергии
RFB	Redox Flow Battery / Проточная окислительно-восстановительная батарея
TSO	Transmission System Operator / Оператор систем передач электроэнергии
АБР	Азиатский банк развития
АРЧМ	Автоматическое регулирование частоты и мощности
АЭС	Атомная электростанция
БиоЭС	Биогазовые электростанции
БРЭ	Балансирующий рынок электроэнергии
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВЭР	Вторичные энергоресурсы
ВЭС	Ветровые электростанции
ГАЗС	Гидроаккумулирующая станция
ГВт	Гигаватт
ГОСТ	Государственный стандарт
ГТУ	Газотурбинная электростанция
ГТЭС	Газотурбинные электростанции
ГЭС	Гидроэлектростанция
ГЭФ	Глобальный экологический фонд
ЕАС	Energy Attribute Certificate
ЕБРР	Европейский банк реконструкции и развития

ЕЭС	Единая электроэнергетическая система
кВ	Киловольт
кВт	Киловатт
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КОРЭМ	Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности
КП	Квалифицированный потребитель
КПД	Коэффициент полезного действия
М2М	Machine-to-Machine
МАР	Мультиагентное регулирование
МАЗК	Мангистауский атомный энергетический комбинат
МВт	Мегаватт
МГЭС	Малые гидроэлектростанции
МСБ	Малый и средний бизнес
МЦРИАП	Министерство цифрового развития, инноваций и аэрокосмической промышленности
МЭ	Министерство энергетики
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки
НПА	Нормативно-правовые акты
НЭС	Национальная электрическая сеть
ПВОКЗ	Предельное время отключения коротких замыканий
ПГУ	Парогазовая установка
ПРООН	Программа развития ООН
РЗА	Система релейной защиты
РК	Республика Казахстан
РМГ	Распределенная малая генерация
РС	Распределительные сети
РФ	Российская Федерация
РФЦ	Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ
РЭК	Региональная электросетевая компания
СВМ	Схема выдачи мощности
СНГ	Союз независимых государств
СНЭ	Система накопления энергии
СЭС	Солнечные электростанции
ТБО	Твердые бытовые отходы
ТЭИ	Технико-экономическое исследование
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ЭПО	Энергопроизводящая организация
ЭСО	Энергоснабжающая организация
ЭЭС	Электроэнергетические системы

13

СПИСОК ДИАГРАММ

		Стр.
Диаграмма 1	Структура установленных мощностей, %	16
Диаграмма 2	Структура генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии	19
Диаграмма 3	Схема двусторонних контрактов ВИЭ	23
Диаграмма 4	Объем глобального рынка корпоративных PPA	23
Диаграмма 5	Структура покупки электроэнергии ВИЭ компаниями RE-100	24
Диаграмма 6	Прогноз мирового прироста систем BESS «за счетчиком» до 2030 года	30
Диаграмма 7	Сравнение общей генерации электроэнергии и генерации ГЭС, в млрд кВтч	35
Диаграмма 8	Характерные дисбалансы мощности на границе Казахстана и России	45
Диаграмма 9	Характерная генерация и потребление электроэнергии в Казахстане	45
Диаграмма 10	Использование маневренных электростанций для балансирования суточного графика	46
Диаграмма 11	Ценовые тенденции блоков литий-ионных аккумуляторов	47
Диаграмма 12	Информация о наработке паркового ресурса по котельному и турбинному оборудованию, в %	47
Диаграмма 13	Информация о наработке паркового ресурса по гидроагрегатам и газотурбинному оборудованию, в %	48
Диаграмма 14	Возраст генерирующего оборудования тепловых электростанций РК	48
Диаграмма 15	Возраст генерирующего оборудования гидроэлектростанций РК	48
Диаграмма 16	Средние значения ограничений мощности на электростанциях РК, МВт	49
Диаграмма 17	Динамика ремонтов на электростанциях РК, МВт	49
Диаграмма 18	Установленная и располагаемая мощность электростанций РК по зонам, МВт	49
Диаграмма 19	График прогнозного мощности дефицита Южной зоны ЕЭС РК	50
Диаграмма 20	Загрузка транзита Север – Юг	52
Диаграмма 21	Набросы мощности при различных % отключения ВИЭ в Южной зоне	52
Диаграмма 22	Набросы мощности при различных % отключения ВИЭ в Южной зоне	52
Диаграмма 23	Сравнение предельного перетока по статической устойчивости и по условию термической стойкости проводов	54
Диаграмма 24	Первичное, вторичное и третичное регулирование частоты и перетоков мощности на примере энергосистемы Франции в составе единой энергосистемы Европы	54
Диаграмма 25	Генерация в штате Техас по типам электростанций	55
Диаграмма 26	Текущий и прогнозный баланс мощности энергосистемы Дании	56
Диаграмма 27	Характерный суточный график в день максимальной нагрузки с учетом максимальной выдачи СЭС	57
Диаграмма 28	Характерный суточный график потребления и генерации ВИЭ	57
Диаграмма 29	Влияние генерации ВИЭ на суммарную генерацию	58
Диаграмма 30	Влияние отклонений ВИЭ на сальдо-перетоки с РФ и транзитную нагрузку	58

Диаграмма 31	Характерное отклонение фактической генерации ВИЭ от плана	59
Диаграмма 32	Оценка пропускной способности транзита Уральск – Атырау – МАЭК с учетом ввода ВИЭ	59
Диаграмма 33	Оценка пропускной способности транзитов Север – Юг и Север – Восток – Юг с учетом ввода ВИЭ на 2019 год	59
Диаграмма 34	Изменение генерации и различные значения ПВОКЗ в регионе Йоннам	61
Диаграмма 35	Принципиальные схемы пассивной и активных сетей	65
Диаграмма 36	Структура установленной мощности электростанций РК по технологии производства электроэнергии	69
Диаграмма 37	КИУМ ГТЭС за период 2018-2022 гг.	70
Диаграмма 38	Распределение планируемых на 2035 год ВИЭ по зонам и по типу, ГВт	71
Диаграмма 39	Характерные суточные графики нагрузок летнего и зимнего дня контрольных замеров	71
Диаграмма 40	Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии для Казахстана	72
Диаграмма 41	Динамика почасовых тарифов на оптовом рынке и максимальных цен на балансирующем рынке электроэнергии за сентябрь 2024 года	73
Диаграмма 42	Распределение отклонений фактических значений генерации одной из ВЭС 100 МВт от плановых значений в течение одного года	73
Диаграмма 43	Реализация проектов BESS на аукционных торгах на рынке мощности (видение Системного оператора)	75
Диаграмма 44	Реализация проектов BESS через арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии (видение Системного оператора)	75
Диаграмма 45	Результаты моделирования работы энергосистемы РК с учетом BESS на 2030 год (лето)	76
Диаграмма 46	Типичные диапазоны мощности и длительность разряда различных технологий хранения энергии	78
Диаграмма 47	Типичная установка BESS	81
Диаграмма 48	Структура мирового спроса на химию катодов для литий-ионных аккумуляторов по сегментам	81
Диаграмма 49	Объявленные инвестиции и введенные в эксплуатацию системы BESS	82
Диаграмма 50	Игроки рынка натрий-ионных батарей по регионам	82
Диаграмма 51	Форм-факторы ионов натрия и заявленная плотность энергии	83
Диаграмма 52	Схема ванадиевой проточной окислительно-восстановительной батареи	84
Диаграмма 53	Видение ЕС по использованию электронных устройств для формирования сети	89
Диаграмма 54	Цены на литий-ионный батареи (блоки и ячейки) в 2013–2023 гг.	104
Диаграмма 55	LCOE и LCOE с поправкой на стоимость для солнечных фотоэлектрических систем плюс аккумуляторных батарей, угля и природного газа в отдельных регионах, сценарий STEPS, 2022–2030 гг.	106

14

СПИСОК ТАБЛИЦ

		Стр.
Таблица 1	Сравнение схем реализации проектов ВИЭ	28
Таблица 2	Примеры проектов BESS промышленного масштаба	39
Таблица 3	Маневренная способность ГЭС Казахстана	70
Таблица 4	Ключевые технологии хранения энергии	77
Таблица 5	Определение понятия «системы накопления электрической энергии»	78
Таблица 6	Сроки хранения энергии в разных технологиях BESS	84
Таблица 7	Сегментация рынка систем BESS	85
Таблица 8	Инвесторы в системы BESS	86
Таблица 9	Техническое сравнение между String и Centralized PCS и связанные с этим риски	90
Таблица 10	Ключевые стандарты по системам BESS	100
Таблица 11	Применимые модели к реализации проектов BESS в Казахстане	102

15

СПИСОК РИСУНКОВ

		Стр.
Рисунок 1	Электростанция Dalian Constant Current Energy Storage Power Station Co., Ltd. с системой хранения энергии	41
Рисунок 2	Данные по солнечным и ветровым ресурсам и расположение новых мощностей ПВЭ в 2020 году	51
Рисунок 3	Карта-схема электрической сети РК	51
Рисунок 4	Топология энергосистемы Казахстана в сравнении энергосистемами ЕС и США	53
Рисунок 5	Архитектура традиционных сетей	63
Рисунок 6	Архитектура активных распределенных сетей	64
Рисунок 7	Концептуальная модель распределенной энергетики	65
Рисунок 8	Проект микросетевого хранения энергии мощностью 1,3 ГВт·ч в Красном море, Саудовская Аравия	94
Рисунок 9	Завершение испытаний системы PV+BESS, формирующей сетку, в Гунхэ, провинция Цинхай	96

This image shows a full page of blank, lined paper. It features approximately 28 evenly spaced horizontal grey lines across its entire surface, typical of notebook or composition paper. There are no margins, text, or other markings present.

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.



QAZAQ GREEN



HUAWEI