

**Широкомасштабное развитие возобновляемых
источников энергии и его влияние на рынок
электроэнергии и сетевую инфраструктуру**

Благодарности

Этот доклад является одним из результатов проекта «Расширение трансграничного энергетического сотрудничества посредством внедрения солнечной и ветровой энергии в энергосистемы стран СНГ для поддержки достижения ЦУР 7».

Проект возглавляли Виктор Бадакер и Ива Бркич при значительной поддержке Уокера Даркка из Отдела устойчивой энергетики ЕЭК ООН. Проект осуществлялся в рамках работы Группы экспертов ЕЭК ООН по возобновляемым источникам энергии и Группы экспертов по более чистым системам электроэнергии.

Публикация подготовлена независимыми консультантами Георгием Ермоленко и Михаилом Сапаровым.

Авторы и команда проекта выражают благодарность следующим сторонним исследователям и экспертам, которые предоставили справочные документы и технический вклад в эту работу: Тырсу Михай, директор Института энергетики, Молдова; Турдубаева Бактыгуль Амангельдиевна, ведущий инженер ПТО (производственно-технический отдел) ОАО «Электростанции» Кыргызской Республики; Миненков Андрей Владимирович, начальник отдела научно-технической политики и внешнеэкономических связей Управления энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь; Сулейманов Расул, председатель правления APESA, Азербайджанская Республика; Халилов Сахиб Гаджибала Оглу, начальник отдела оценки потенциала альтернативных и возобновляемых источников энергии и окружающей среды Государственного агентства по альтернативным и возобновляемым источникам энергии Азербайджанской Республики; Мухамедиев Равиль Ильгизович, профессор, Satbayev University, Республика Казахстан; Баркин Олег, член Правления - заместитель Председателя Правления НП «Совет рынка», Российская Федерация; Вадим Дормидонтов, исполнительный вице-президент по энергетике и ЖКХ, Газпромбанк, Российская Федерация; Матякубов Амирхан Аллабергеневич, Сарыев Какагельды Атаджанович, директор Научно-производственного центра «Возобновляемые источники энергии» Государственного энергетического института Туркменистана; Алексей Конев, директор по инновациям ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России; Омарханова Лайла Мухатаркызы, главный эксперт Департамента возобновляемых источников энергии Министерства энергетики Республики Казахстан; Аскарлова Миргуль Сюнтбековна, главный специалист сектора ВИЭ и энергосбережения Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики; Беков Кубаныч Нияз-Маматович, начальник управления стратегического планирования и кадров, ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» Кыргызская Республика; Гребень Сергей Николаевич, начальник Департамента энергоэффективности, экологии и науки Министерства энергетики Республики Беларусь; Уханова Ольга Александровна, эксперт Ассоциации по развитию возобновляемой энергетики, Российская Федерация; Виктория Кешишян, начальник отдела возобновляемых источников энергии Департамента энергетики Министерства территориального управления и инфраструктуры Республики Армения; Антон Усачев, директор Ассоциации солнечной энергетики России; Лицарева Елена Васильевна, научный сотрудник, ООО «ЭНИН», Российская Федерация; Рахимов Азамат, директор департамента Директор Департамента экологии, энергоэффективности и возобновляемых источников энергии Исполнительного комитета ЭЭС СНГ; Шамсиев Хамидилла Аманович, Директор КДЦ (Координационно-диспетчерский центр) «Энергия» Республики Узбекистан

ЕЭК ООН благодарит Российскую Федерацию за финансовую поддержку, которая позволила реализовать этот проект и внести вклад в развитие энергетического сектора в странах-бенефициарах.

Отказ от ответственности: документ не обязательно отражает позицию рецензентов и партнеров, перечисленных выше, которые предоставили свои комментарии и помогли разработать эту публикацию.

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения _____	4
Термины и определения _____	5
Аннотация _____	6
Введение _____	8
1. Задачи для стран СНГ _____	10
2. Обзор энергосистем стран СНГ _____	12
2.1. Установленная мощность электростанций и производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период 2000-2019 гг. _____	12
2.2. Профили стран _____	15
3. Развитие возобновляемых источников энергии _____	25
3.1. Роль ВИЭ - глобальный обзор _____	25
3.2. Проблемы и решения интеграции переменных ВИЭ в энергосистему _____	36
3.3. Роль ВИЭ в регионе ЕЭК ООН _____	42
4. Приоритеты, целевые показатели и ключевые проблемы развития ВИЭ в государствах-участниках СНГ _____	46
5. Выводы _____	60
Приложение _____	62
П.1 Основные цели и задачи государств – участников СНГ в области использования ВИЭ, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, развития производства высокотехнологичного энергетического оборудования _____	62
П.2 Развитие электроэнергетической инфраструктуры _____	64
П.3 Основные вызовы и возможности децентрализации _____	68
П.4 Выдержки из докладов 47-й сессии СИГРЭ _____	79
П.5 Образование как инструмент преодоления барьеров широкомасштабной интеграции ВИЭ в энергосистемы _____	81

Обозначения и сокращения

- АБР – Азиатский банк развития;
- АЭС – атомная электростанция;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВЭС – ветроэлектростанция;
- ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ЕАЭС – Евразийский экономический союз;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЗВ – загрязняющие вещества;
- ИЭС – изолированная энергосистема;
- КДЦ – координационный диспетчерский центр;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МЭА – Международное энергетическое агентство;
- НДТ – наилучшие доступные технологии;
- НДЦ СО – Национальный диспетчерский центр Системного оператора;
- НЭС – Национальная энергосистема;
- ООН – Организация Объединенных Наций;
- ОЭР ЕАЭС – общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ПГ – парниковые газы;
- ПС – подстанция;
- РГ – рабочая группа;
- СНГ – Содружество Независимых Государств;
- СГТР – среднегодовой темп роста;
- СЭС – солнечная электростанция;
- ТЭО – технико-экономическое обоснование;
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
- ТЭС – тепловая электрическая станция;
- ЦА – Центральная Азия;
- ЦУР – цель устойчивого развития;
- ЭЭС СНГ – Электроэнергетический Совет СНГ;
- VNEF – Bloomberg New Energy Finance;
- CAPEX – капитальные вложения;
- DLR – динамическая пропускная способность линий;
- IRENA – Международное Агентство по Возобновляемой Энергетике;
- INDC – предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад;
- LCOE – полные приведенные затраты на электроэнергию;
- VRE – возобновляемые источники с переменным характером выдачи мощности.

Термины и определения

Возобновляемые источники энергии – источники энергии, непрерывно возобновляемые за счет естественно протекающих природных процессов: энергия солнечного излучения, энергия ветра, гидродинамическая энергия воды; геотермальная энергия: тепло грунта, грунтовых вод, рек, водоемов, а также антропогенные источники первичных энергоресурсов: биомасса, биогаз и иное топливо из органических отходов, используемые для производства электрической и (или) тепловой энергии, а также иные источники энергии, определяемые в качестве возобновляемых, предусмотренные в рамках законодательства государств-участников СНГ.

Экологический потенциал (эффект) применения ВИЭ – величина предотвращенных выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу, образующихся в топливосжигающих установках при сжигании органического топлива.

Энергоэффективность – эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов. Использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения зданий или технологических процессов на производстве. Достижение экономически оправданной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники и технологии и соблюдении требований к охране окружающей среды.

Наилучшая доступная технология (НДТ) – технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

Надежность энергосистемы – способность энергосистемы при определенных условиях выполнять функцию снабжения потребителей электрической энергией и теплом в заданном объеме (по энергии и мощности) при соблюдении установленных требований по качеству энергии, не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды

Синхронная зона – совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

В синхронную зону ЕЭС/ОЭС входят электроэнергетические системы России, Азербайджана, Беларуси, Грузии, Казахстана, Молдовы, Монголии, Латвии, Литвы, Украины и Эстонии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии - Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана.

Аннотация

Проект «Расширение трансграничного сотрудничества в области энергетики путем внедрения энергии ветра и солнца в энергетические системы стран СНГ для достижения ЦУР 7» направлен на достижение Повестки дня 2030 в области устойчивого развития. Страны-бенефициары этого проекта включают Армению, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Узбекистан. Цель работы - поддержать лиц, принимающих решения, энергетические компании и экспертов в более быстром внедрении возобновляемых источников энергии в рамках национальных планов действий в области устойчивой энергетики. В этом отчете разрабатываются возможные будущие энергетические сценарии на период до 2030 года в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, а также приводится подробная информация о текущем состоянии сектора возобновляемых источников энергии, чтобы помочь разработать рекомендации для реализации.

Энергетический сектор переживает переходный период и претерпевает значительные структурные изменения, чтобы обеспечить **всеобщий доступ к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех**. Ключевым моментом является преобразование энергетических систем путем интеграции различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком диапазоне мощностей. Создавая политические, рыночные и нормативные условия, страны могут привлекать инвестиции и ускорять инновации с помощью интеллектуальных сетей, эффективных, надежных и устойчивых технологий. Тем не менее, странам необходимо подготовиться к смягчению потенциальных проблем при попытке интеграции возобновляемых источников энергии.

Будущее энергетики региона в соответствии с различными сценариями развития выглядит по-разному. Отрасли, связанные с ископаемым топливом, пострадают в наибольшей степени, но в то же время они необходимы для экономического благосостояния в переходный период.

В 2050 году половина энергии в регионе будет по-прежнему производиться на ископаемом топливе при любом экономически жизнеспособном сценарии. Во всех субрегионах производство электроэнергии, системы централизованного теплоснабжения и транспортный сектор будут зависеть от ископаемого топлива. Таким образом, инвестиции должны быть распределены на более широкий спектр технологий с минимальными выбросами, чтобы обеспечить быстрый переход к устойчивой энергетике.

Результаты отчета будут использованы при разработке конкретных рекомендаций для национальных планов действий в области устойчивой энергетики.

В процессе трансформации энергосистем в регионе **актуальным является выполнение следующих работ:**

- определение ключевых направлений и целевого видения развития электроэнергетики государств-участников СНГ с учетом долгосрочной перспективы (на период до 2050 года);
- создание институциональной основы, а в целом - интегрированной системы менеджмента, определяющей нормативные, технологические и экономические правила для оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса государств-участников СНГ в контексте процессов трансформации энергосистем в стране и в мире;

- создание совместной программы по развитию технологической и экономической основы для построения будущей эффективной и устойчивой интегрированной энергетической системы государств-участников СНГ для достижения ЦУР7.

Для развития возобновляемой энергетики в странах бенефициарах проекта мы предлагаем следующие **рекомендации**:

- Интегрировать солнечную и ветровую энергию в энергетические системы.
- Создать национальные институты энергетического планирования будущего.
- Совершенствовать методы унификации актуальной, надежной и оперативной статистики.
- Разработать законодательные меры для поддержки интеграции переменных возобновляемых источников энергии в энергосистемы.
- Использовать международный опыт для гармонизации национальных и международных энергетических стандартов.
- Использовать современные технологии для эффективного производства солнечной и ветровой энергии.
- Реализовать меры по снижению выбросов парниковых газов в энергетическом секторе.
- Улучшить условия модернизации энергетических систем, использующих генерацию на основе солнечной и ветровой энергии.
- Разработать руководство для потенциальных инвесторов в объекты возобновляемой энергетики.
- Подготовить национальные кадры для интеграции солнечной и ветровой генерации в энергетические системы.

Более подробные рекомендации можно найти в брошюре **«Роль солнечной и ветровой энергии в трансграничном энергетическом сотрудничестве в странах бенефициарах проекта»**.

Введение

В сентябре 2015 года главы 193 государств, включая лидеров стран-участниц Содружества Независимых Государств (СНГ), согласовали Повестку дня в области устойчивого развития на период до 2030 года, которая включает 17 Целей в области устойчивого развития (ЦУР)¹. Цели в области устойчивого развития и связанные с ними задачи являются глобальными по своему характеру и универсально применимыми и при этом обеспечивают учет различных национальных условий.

ЦУР 7 - «Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех»². Флагманский проект ЕЭК ООН «Пути к устойчивой энергетике» определяет «устойчивую энергетическую систему» через три основополагающих элемента: i) энергобезопасность «бесперебойное обеспечение энергией, необходимой для экономического развития», ii) энергия для качества жизни «обеспечение энергией, доступной для всех в любое время» и iii) энергетика и окружающая среда, «ограничивающие воздействие энергетической системы на климат, экосистемы и здоровье»³. Международное сотрудничество является неперенным условием для привлечения инвестиций в развитие возобновляемой энергетики во всем регионе и является одним из инструментов расширения использования возобновляемой энергии

Одним из важнейших индикаторов ЦУР 7 является следующий: «к 2030 году укрепить международное сотрудничество в целях облегчения доступа к исследованиям и технологиям в области чистой энергии, включая возобновляемые источники энергии (ВИЭ), энергоэффективность и передовые экологически чистые технологии использования ископаемых видов топлива, а также содействия инвестициям в энергетическую инфраструктуру и технологии экологически чистой энергетике»⁴.

В настоящее время все страны СНГ подписали и ратифицировали Парижское соглашение по климату, определили соответствующие вклады (INDC) и разработали на национальном уровне планы действий по их реализации. Большинство стран СНГ в перспективных планах развития электроэнергетики предусматривают масштабное освоение ВИЭ в качестве одной из мер ограничения выбросов парниковых газов.

Расширение использования ВИЭ стало возможным благодаря техническому прогрессу в этой области, позволившему, прежде всего, значительно снизить себестоимость производства электроэнергии ветровыми (ВЭС) и солнечными (СЭС) электростанциями различных типов.

В настоящее время электроэнергетика многих стран мира претерпевает значительные изменения, цель которых — обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех⁵.

Эта цель достигается активной интеграцией различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком спектре мощностей от малых объектов распределенной генерации до крупных сетевых электростанций, что влечет за собой трансформацию энергетических систем.

¹ Sustainable Development Agenda, UN, 2020

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/development-agenda/>

² Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all
<https://sdgs.un.org/goals/goal7>

³ Pathways to Sustainable Energy, United Nations, 2020.
<https://www.unece.org/energy/pathwaystose.html>

⁴ Decisions by Topic: Energy
<https://sustainabledevelopment.un.org/topics/energy/decisions>

⁵ Grid Modernization and Smart Grid, US Department of Energy, 2020.

<https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

Происходящие технологические изменения сопровождаются созданием институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила надёжного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях.

Иными словами, идёт процесс создания целостной системы управления электроэнергетикой, соответствующей новому укладу энергетических систем.

Трансформация энергетических систем^{6,7} означает активный процесс создания политических, рыночных и регулирующих условий, а также установление практики планирования и функционирования энергетических систем, которые ускоряют инвестиции, инновации и использование интеллектуальных, эффективных, надёжных и экологически безопасных технологий.

В настоящее время мощность ветропарков и солнечных фотоэлектрических электростанций достигает сотен и тысяч МВт, а энергетический сектор переживает фундаментальный сдвиг в сторону цифровизированной и декарбонизированной энергетической системы.

В связи с этим актуальной задачей является анализ опыта широкомасштабного развития ВИЭ в ряде стран мира, его влияния, в том числе негативного, на традиционную генерацию, на рынок электроэнергии и сетевую инфраструктуру, с разработкой конкретных рекомендаций как решать конкретные проблемы и препятствия с целью увеличения инвестиций в возобновляемую энергетику в каждой из стран СНГ, а также улучшить и оптимизировать трансграничное региональное энергетическое сотрудничество.

⁶ Status of Power System Transformation. System integration and local grids. IEA, 2017.

⁷ Status of Power System Transformation. Advanced Power Plant Flexibility. IEA, 2018.

1. Задачи для стран СНГ

В этой главе анализируются основные цели и задачи в СНГ и странах ЕАЭС в области электроэнергетики, которые закреплены в международных и национальных законах и нормативных актах. Это включает в себя создание общего рынка электроэнергии, внедрение возобновляемых источников энергии, а также развитие передовых энергетических технологий.

Роль Совета по электроэнергетике СНГ в достижении основных целей и задач в СНГ в области электроэнергетики

В соответствии межправительственным Соглашением о координации в области электроэнергетики в феврале 1992 года был создан Электроэнергетический Совет СНГ (ЭЭС СНГ). В состав ЭЭС СНГ (далее - Совет) входят руководители энергетических ведомств стран СНГ, возглавляет Совет Президент, который избирается из числа членов Совета в порядке ротации. В настоящее время Президентом Совета является Министр энергетики Российской Федерации. Постоянно действующим рабочим органом Совета является Исполнительный комитет, возглавляемый Председателем, который организует деятельность Совета в целом и различных его рабочих групп (РГ), в том числе РГ по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.

Главной целью Электроэнергетического Совета СНГ является проведение совместных и скоординированных действий государств Содружества в области электроэнергетики, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

Параллельная работа электроэнергетических систем государств – участников СНГ является важным фактором обеспечения надежности и технологической основой интеграционных процессов в электроэнергетике, которая предоставляет участникам следующие преимущества и возможности:

- обеспечение стабильности частоты электрического тока;
- снижение суммарных необходимых резервов мощности, в том числе за счет несовпадения максимумов нагрузки;
- повышение надежности энергосистем, оказание взаимопомощи в аварийных ситуациях, в частности, путем предоставления аварийной помощи;
- сокращение расходов на развитие сетевой инфраструктуры за счет резервирования электроснабжения своих потребителей по электрическим сетям соседних энергосистем;
- передача электроэнергии из одной энергосистемы в другую через сети третьей;
- обеспечение взаимовыгодной трансграничной торговли, а также формирование общего рынка электрической энергии и мощности;
- осуществление совместных энергетических проектов.

Дальнейшее развитие сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике будет происходить в условиях трансформации энергетических систем, активного внедрения цифровых технологий, а также возросшего внимания в государствах – участниках СНГ к вопросам экологии, энергоэффективности, энергосбережения и развития ВИЭ.

Реализация Целей устойчивого развития ООН ставит перед Электроэнергетическим Советом СНГ следующие задачи:

- содействие в реализации ратифицированных государствами – участниками СНГ международных соглашений в части охраны окружающей среды и сдерживанию климатических изменений,
- организация совместно с партнерами ЭЭС СНГ выработки рекомендаций для интеграции ВИЭ в энергосистемы, повышения энергоэффективности и энергосбережения;

– организация работы по формированию базы данных по наилучшим доступным технологиям в области экологии и энергоэффективности, в том числе по производителям энергетического оборудования с учетом возможностей импортозамещения;

– усиление работы по распространению информации по наилучшим практикам, обмену опытом, в том числе в сфере подготовки кадров в области возобновляемой энергетики и повышения энергоэффективности.

Интеграционный фактор дальнейшего развития сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике.

Интеграция вызвана происходящими в мире глобализацией и регионализацией и предполагает при взаимодействии государств – участников СНГ учитывать:

– наличие направлений деятельности и задач, которые требуют сотрудничества различных органов отраслевого сотрудничества Содружества (Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ, Межгосударственного экологического совета государств – участников СНГ, Совета по сотрудничеству в области образования государств – участников СНГ и др.);

– создание Евразийского экономического союза (ЕАЭС), в состав которого входит половина государств – участников СНГ, и деятельность его Евразийской экономической комиссии в электроэнергетике соотносится с деятельностью ЭЭС СНГ по ряду направлений (формирование общего электроэнергетического рынка, техническое регулирование и межгосударственная стандартизация, вопросы энергоэффективности и развития ВИЭ и др.);

– расширение участия государств Содружества в региональных международных организациях (ЕАЭС, Шанхайской организации сотрудничества, Азиатском банке развития и др.), а также в различных структурах ООН (Европейской экономической комиссии ООН, Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана).



Рисунок 1 – Сроки подписания Концептуальных документов сотрудничества государств-участников СНГ в области использования ВИЭ, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования, а также Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)⁸.

⁸ <http://e-cis.info/page.php?id=23882>

2. Обзор энергосистем стран СНГ

В этом разделе анализируются энергетические системы в СНГ и странах ЕАЭС. В частности, в нем он рассматривается генерация и сети и анализируется состояние возобновляемой энергетики в существующих системах.

2.1. Установленная мощность электростанций и производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период 2000-2019 гг.

Электроэнергетика государств – участников СНГ – это свыше 330 ГВт установленной мощности электростанций с годовой выработкой электроэнергии порядка 1400 ТВт ч (табл. 2.1.1, 2.1.2, рис. 2.1.1, 2.1.2).

Таблица 2.1.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ в 2000-2019 годы, МВт

	Государства – участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	5046	5721	6449	7200	7172	7141	6706
	Республика Армения	3190	3207	3522	3523,8	3314	3341	3314
	Республика Беларусь	7838	8024	8426,7	9741,2	10143,4	10068,7	10098,14
	Республика Казахстан	18361	18572	19440	21307,2	21672,9	21901,9	22936
	Кыргызская Республика	3781	3742	3746	3635	3930,4	3932	3932
	Республика Молдова	2996	2988	2994	2994	2994,5	2995,2	3057
	Российская Федерация	204600	210500	220290	243188	246867,5	250442,0	252030,7
	Республика Таджикистан	4424	4355	5024	5346,47	5713,6	5746,5	6406
	Туркменистан	2652	2931	4104,2	5179	5450	5450	6511
	Республика Узбекистан	11583	12359	12474	15945,7	14140,6	14140,7	15044
	ИТОГО	264471	272399	286469,9	318060,4	321398,9	325159,0	330034,8

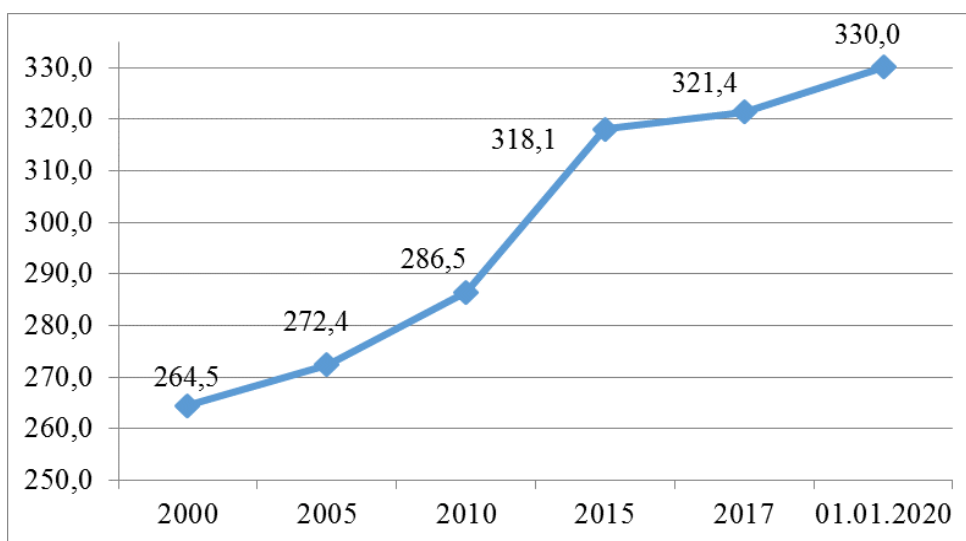


Рисунок 2.1.1 – Суммарная установленная мощность электростанций в государствах-участниках СНГ в 2000-2019 годы, ГВт

Таблица 2.1.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

	Государства – участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2019
	Азербайджанская Республика	18,6	22,3	18,4	22,5	22,34	23,8
	Республика Армения	6	6,3	6,4	7,8	7,8	7,6
	Республика Беларусь	26	30,96	34,8	34,1	34,3	40,26
	Республика Казахстан	51,6	67,6	82,3	90,7	102,4	106,0
	Кыргызская Республика	14,9	14,9	12,1	12,8	15,34	15,05
	Республика Молдова	3,23	4,2	6,01	5,76	4,7	5,62
	Российская Федерация	877,8	935,6	1025,4	1049,9	1073,7	1096,5
	Республика Таджикистан	14,2	17,1	16,2	17	17,9	20,5
	Туркменистан	9,9	12,34	16,08	22,4	26,0	22,93
	Республика Узбекистан	46,9	47,6	51,94	58,94	60,7	63,5
	ИТОГО	1069,1	1158,9	1269,6	1321,9	1365,2	1401,8

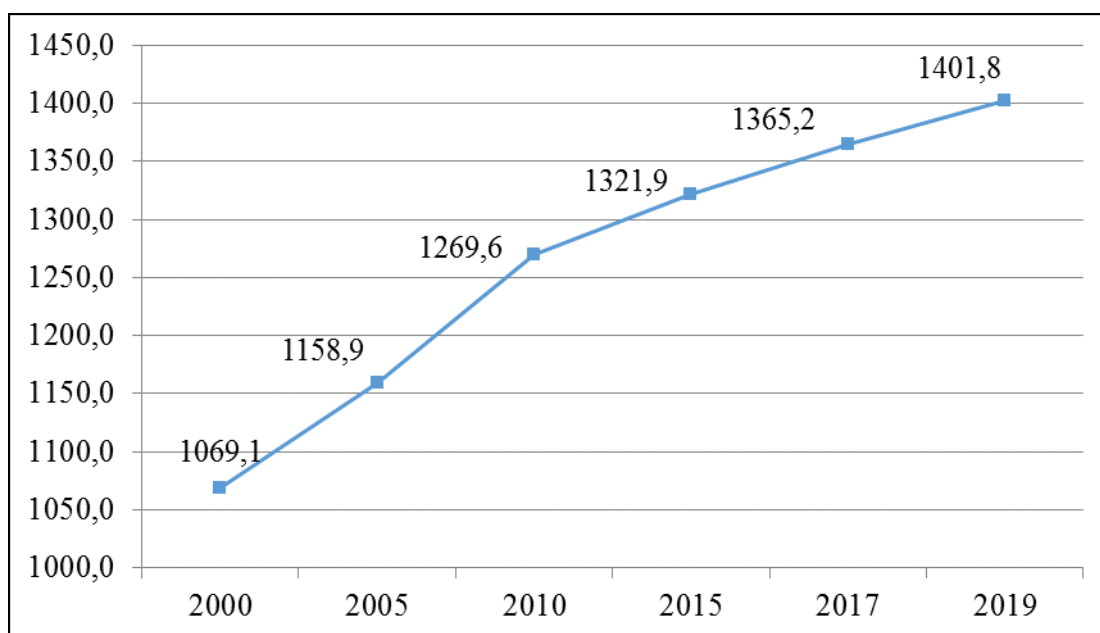


Рисунок 2.1.2 – Производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

В составе объединения электроэнергетических систем государств-участников СНГ, осуществляют синхронную работу семь национальных энергосистем государств Содружества (кроме энергосистем Республики Армения, Республики Таджикистан и Туркменистана). Следует отметить, что такого представительства параллельно работающих энергосистем не было даже в период существования СССР, так как объединенная энергосистема Южного Казахстана и стран Центральной Азии работала изолированно от Единой энергосистемы СССР. Формирование региональной энергосистемы, включающей Кыргызстан, Туркменистан, Таджикистан, Узбекистан и Южный Казахстан, как Объединенной энергетической системы Центральной Азии (ОЭС ЦА) было завершено к 1991 году. Она включала 83 электростанции общей мощностью

25 ГВт. Энергетический режим работы ОЭС ЦА осуществлялся с учетом обеспечения контрактных и договорных перетоков электроэнергии между энергосистемами государств Центральной Азии.

В настоящее время в составе ОЭС Центральной Азии, при координации КДЦ «Энергия», параллельно работают следующие энергосистемы: Юга и Севера Кыргызстана, Узбекистана, областей южной части Казахстана, «тупиковые» районы Севера Таджикистана. Завершается работа по восстановлению параллельной работы таджикской энергосистемы с ОЭС ЦА. При участии АБР на сумму \$ 35 млн рассматривается проект реконструкции аварийной автоматики. Оборудование, которое повысит надежность системы, будет установлено в местах соединения линий электропередачи 220 кВ и 500 кВ. Кроме того, планируется запустить две новые точки подключения таджикских сетей к узбекской электросети на севере. Планируется установка линии электропередачи 500 кВ, длиной 1,5 км, предназначенная для повышения устойчивости параллельной работы двух энергосистем⁹. Параллельная работа таджикской энергосистемы с ОЭС ЦА предусматривается по ВЛ 220-500 кВ. С включением таджикской энергосистемы появится возможность поставлять дешевую избыточную летнюю электроэнергию с гидроэлектростанций Таджикистана в Узбекистан, разгружая тепловые электростанции, с последующим возвратом в зимнее время, что позволит увеличить надежность электроснабжения потребителей. С подключением таджикской энергосистемы на параллельную работу с ОЭС ЦА во многом решится проблема нехватки регулировочной мощности в регионе.

Ведутся переговоры между Узбекистаном и Туркменистаном по включению Туркменской энергосистемы на параллельную работу с ОЭС ЦА. Это позволит приступить к осуществлению целого ряда проектов. К примеру, энергетический проект ТУТАП (Туркменистан – Узбекистан – Таджикистан – Афганистан – Пакистан) рассматривается в увязке с проектом «Региональный энергетический рынок Центральной Азии и Южной Азии» (CASAREM). Эта концепция предусматривает развитие торговли электроэнергией между странами двух регионов. Она реализуется в виде нескольких проектов и сопутствующих инвестиций, подкрепленных соответствующими институциональными механизмами и правовыми соглашениями.

12 мая 2016 года в г. Душанбе, Республика Таджикистан, дан старт проекта CASA-1000 как первого этапа концепции CASAREM. Проект рассчитан на существующие в настоящее время энергетические мощности. После окончания строительства Рогунской ГЭС экспортный потенциал существенно возрастет и появится возможность поставок электроэнергии круглый год. Реализация проекта CASA - 1000 позволит осуществлять поставки электроэнергии до 300 МВт в Афганистан и до 1000 МВт в Пакистан.

12 августа 2019 года Россия, Азербайджан и Иран заключили соглашение о совместной разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта создания энергетического коридора «Север – Юг» (АИР) между энергосистемами Азербайджанской Республики, Исламской Республики Иран и Российской Федерации. Со стороны России участниками соглашения стали АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети», со стороны Азербайджана и Ирана – ОАО «Азербэнеджи» и Иранская управляющая компания по электрогенерации, передаче и дистрибуции «ТАВАНИР».

В декабре 2015г. Армения, Грузия, Иран и Россия подписали четырехсторонний меморандум, предусматривающий повышение уровня управления взаимоперетоками электроэнергии, безопасности и надежности энергосистем данных стран, что позволит осуществлять транзит электроэнергии в четырехстороннем формате. Проект имеет, помимо экономического, важнейшее геополитическое значение для всех стран-участниц, и, кроме того – это составная часть общекаспийского электроэнергетического кольца (через РФ и Иран), создание которого запланировано странами региона к концу 2020-х.

⁹ Tajikistan, ADB sign grant for energy system, Azernews, 2018.
<https://www.azernews.az/region/141648.html>

2.2. Профили стран

В этом разделе представлена общая характеристика и основные показатели электроэнергетики стран СНГ.

Азербайджанская Республика

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Азербайджанской Республики работает в синхронной зоне и имеет электрические связи с ЕЭС России и энергосистемами Грузии и Ирана. Централизованное диспетчерское управление на большей части территории Республики осуществляет ОАО «Азерэнерджи». На территории Нахичеванской Автономной Республики распределение электроэнергии осуществляет Агентство по энергетике Нахичеванской АР.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 г общая установленная мощность генерирующих источников энергосистемы Азербайджана составляла 6679,4 МВт. Общая установленная мощность ТЭС – 5554МВт, в том числе крупные: Азербайджанская» ТЭС (2400 МВт, «Джануб» ЭС (780МВт), Сумгайтская» ЭС (525МВт), Шимал-1 (400МВт), Шимал-2 (409МВт).</p>
	<p>ГЭС Общая установленная мощность ГЭС (>25 МВт) -955МВт, в том числе крупные:</p> <ul style="list-style-type: none">• Мингечевирская ГЭС (424МВт)• Шамкирская ГЭС (380МВт)• Еникендская ГЭС (150МВт)
	<p>ВИЭ Малые ГЭС (<25МВт)- 169МВт, СЭС- 24МВт, ВЭС-66МВт. В соответствии с Распоряжением главы государства от 05.12. 2019 года «О мерах по реализации пилотных проектов в сфере использования возобновляемых источников энергии» решаются актуальные вопросы выделения земельных участков для реализации пилотных проектов, предоставления государственных гарантий инвесторам, экономической оценки проектов и предварительные предложения по усилению сети и интеграции ВИЭ в энергосистему.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Условно электрическая сеть разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная. Системообразующая сеть включает в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 220, 330 и 500 кВ, питающая сеть - 110 кВ, распределительная сеть - 0,4, 6, 10, 35 и 110 кВ. Электросетевой комплекс Республики состоит из нескольких сотен подстанций (ПС), в том числе: ПС напряжением 500 кВ-2; ПС напряжением 300 кВ-8; ПС напряжением 220 кВ-12; ПС напряжением 110 кВ-61. В ведении ОАО «Азэнерджи» находятся межгосударственные ЛЭП, системообразующие и питающие. Распределение электрической энергии осуществляет ОАО «Азеришыг».</p>

Республика Армения

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Республики Армения. Оперативное технологическое и экономическое регулирование, системное планирование, а также обеспечение параллельной работы электроэнергетической системы Республики Армения с региональными электроэнергетическими системами осуществляет ЗАО «Оператор электроэнергетической системы».</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 г. общая установленная мощность генерирующих источников энергосистемы Армении составляла 3350 МВт В Республике функционируют 217 энергогенерирующих источников, в том числе:</p>
	<p>3 ТЭС общей установленной мощностью –1537 МВт. Установленная мощность Разданской ТЭС составляет 810 МВт, Раздан ТЭС (5 блок)- 485 МВт, и энергоблока комбинированного (парогазового) цикла (ПГУ) на Ереванской ТЭС - 242 МВт. 1 АЭС, на которой функционирует 1 блок мощностью 420МВт. 10 ГЭС общей установленной мощностью 992 МВт. Крупнейшими являются гидроэлектростанции Севано-Разданского каскада суммарной установленной мощностью 561 МВт.</p>
	<p>189 малых ГЭС мощностью 385МВт, 1 биогазовая ЭС, 3 ветряных ЭС, 10 солнечных ЭС общей установленной мощностью 15,2 МВт. В стадии строительства находятся 20 солнечных электростанций с установленной мощностью до 5МВт и суммарной мощностью 68.5 МВт.</p>
	<p>По состоянию на 01.01.2020 г. 1944 автономных производителей с мощностью до 500 кВт подписали договора с ЗАО «Электрические сети Армении» (суммарная мощность около 32.9 МВт), еще 123 автономных производителя получили технические условия (суммарная мощность около 5.4 МВт).</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Включает в себя системообразующие ЛЭП напряжением 220 и 110 кВ, протяженность которых составляет соответственно 1419 и 3296 км. Протяженность распределительных сетей напряжением 6 кВ – 3288 км. Количество системообразующих подстанций напряжением 220 и 110 кВ составляет – 14 и 123 соответственно. Сетевое хозяйство представлено компаниями ЗАО «Высоковольтные электросети» и ЗАО «Электрические сети Армении».</p>

Республика Беларусь

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Объединённая энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь.</p> <p>Управление деятельностью Белорусской энергосистемы осуществляет Государственное объединение электроэнергетики (ГПО) «Белэнерго», подчинённое Министерству энергетики. В состав ГПО «Белэнерго» входят, в том числе, шесть областных республиканских унитарных предприятий электроэнергетики РУП-облэнерго, которые сформированы по территориальному принципу и являются вертикально интегрированными компаниями, включающими электростанции, электрические и тепловые сети, а также Республиканское унитарное предприятие «Белорусская атомная электростанция».</p> <p>В настоящее время ОЭС Республики Беларусь работает параллельно с энергосистемами государств – участников СНГ и Балтии. 25.02.2020 постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь одобрена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года, в которой рассмотрены варианты развития ОЭС Беларуси в условиях сохранения или выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины.</p>
	<p>Генерация.</p> <p>На 01.01.2020 установленная мощность белорусской энергосистемы составила 10098,14 МВт. В ГПО «Белэнерго» функционируют 68 генерирующих источников энергии, суммарной установленной мощностью 8947,31 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none">• 3 конденсационных станции – суммарной мощностью 4704 МВт,• 15 ТЭЦ более 50 МВт – суммарной мощностью 3904 МВт,• ТЭЦ менее 50 МВт – суммарной мощностью 207 МВт,• мини-ТЭЦ – 35 МВт,• 25 ГЭС суммарной мощностью 88,11 МВт.• 1 ВЭС мощностью 9 МВт.
	<p>Суммарная мощность локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», составляет 1150,83 МВт (их них ВИЭ – 307,9 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,4%. Начиная с 2016 года реализуется комплекс мероприятий, позволяющий эффективно интегрировать строящуюся АЭС мощностью 2400 МВт (2 энергоблока по 1200 МВт) в энергосистему.</p>
	<p>Электросетевой комплекс.</p> <p>В состав электросетевого комплекса входят:</p> <ul style="list-style-type: none">- воздушные электрические сети классов напряжения 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 (6) кВ, 0,4 кВ, суммарной протяженностью 239,03 тыс. км;- кабельные линии электропередачи (далее – КЛ) – 40,7 тыс. км;- электрические подстанции напряжением 750/330/110 кВ, 330/110 кВ, 220/110 кВ, 110/10(6) кВ, 35/10 кВ, 10(6)/0,4 кВ, в том числе 1 330 единиц трансформаторных подстанций 35-750 кВ и 74 646 единиц трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. <p>Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220-750 кВ.</p>
	

Республика Казахстан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Единая энергосистема (ЕЭС) Республики Казахстан. Централизованное диспетчерское управление ЕЭС РК осуществляется филиалом АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного оператора» (НДЦ СО). Оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС РК организовано по схеме прямого оперативного подчинения НДЦ СО девяти региональных диспетчерских центров (РДЦ), являющихся структурными подразделениями филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети».</p> <p>В настоящее время Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан работает устойчиво, в параллельном режиме с энергосистемами Российской Федерации и стран Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан).</p>
	<p>Генерация. Общая установленная мощность электростанций Республики Казахстан - 22936 МВт.</p> <p>В Республике Казахстан функционируют свыше 150 электростанций различной формы собственности (большинство частных). Электрические станции в Казахстане разделяются на электростанции национального, промышленного и регионального назначения.</p>
	<p>К электрическим станциям национального значения относятся 5 крупных ТЭС и 4 ГЭС. К электростанциям промышленного значения относятся 5 ТЭС с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов. Электростанции регионального значения — это электростанции, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.</p>
	<p>Деление по видам используемого энергоресурса для производства электроэнергии выглядит следующим образом: на угле – 69,7%; на газе – 20,0%; гидроэлектростанции (без учета малых ГЭС) – 9,0%; возобновляемые источники (в том числе малые ГЭС) – 1,3 %.</p> <p>Суммарная мощность генерации на ВИЭ составляет 1361 МВт, в том числе 21 ВЭС- 335,9 МВт; 37 СЭС–797,6 МВт; 37 ГЭС – 224,6 МВт; 4 БиоЭС – 2,82 МВт.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. На балансе АО «KEGOC» находятся ЛЭП напряжением от 35 до 1150 кВ, общая протяженность которых составляет 26,7 тыс. км, а также 78 подстанций напряжением 35 – 1150 кВ. Передачу и распределение электроэнергии осуществляют 152 энергопередающие организации, в том числе 19 региональных электросетевых компаний, которые эксплуатируют электрические сети по классам напряжения от 0,4 до 220 кВ. Потери электроэнергии в НЭС по итогам 2018 года составили 2,9 млрд кВт·ч, что составляет 6,27% по отношению к отпуску электроэнергии в сеть.</p>

Кыргызская Республика

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Кыргызской Республики Управление деятельностью Кыргызской энергосистемы осуществляет ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания». Производство электрической и тепловой энергии в Республике осуществляет ОАО «Электрические станции». Энергосистема Кыргызской Республики работает в составе ОЭС Центральной Азии, при координации оперативно – технологической деятельности КДЦ «Энергия», расположенному в г.Ташкент.</p>
	<p>Генерация. Общая установленная мощность энергосистемы Кыргызской Республики - 3932 МВт. Всего в Республике функционируют 18 электростанций: 7 ГЭС, 2 ТЭС и 9 малых ГЭС. Основу электроэнергетики Республики Кыргызстан составляют гидроэлектростанции, суммарной мощностью 3030 МВт, в том числе:</p>
	<ul style="list-style-type: none">• Токтогульская – мощностью 1200 МВт;• Курпсайская- мощностью 800 МВт;• Таш-Кумырская- мощностью 450 МВт;• Шамалды-Сайская – мощностью 240 МВт;• Уч-Курганская-мощностью 180 МВт;• Камбар-Атинская 2 - мощностью 120 МВт;• Ат-Башинская – мощностью 40 МВт.
	<p>В Республике работают 2 ТЭЦ суммарной электрической мощностью 862 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none">• Бишкекская ТЭЦ мощностью 812 МВт, использующая, в качестве основного угля;• Ошская ТЭЦ мощностью 50МВт работающая на жидком топливе (мазут).• Девять электростанций работающих на ВИЭ (МГЭС) имеют суммарную мощность 40 МВт.
	<p>Электросетевой комплекс. Электрическая сеть энергосистемы Кыргызской Республики включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">• линии электропередачи напряжением 110-500 кВ, общей протяженностью 6 683 км, в том числе по напряжениям: ВЛ 500кВ - 541 км; ВЛ 220 кВ - 1 748 км; ВЛ 110кВ - 4 353км ; ВЛ 35 кВ - 41 км• 190 подстанций напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 8 929,2 МВА, в том числе: ПС 500 кВ - 2/1829 шт/МВА; ПС 220 кВ - 14/2902 шт/МВА; ПС 110 кВ - 174/4188,2 шт/МВА. Межсистемные связи с энергосистемами Республики Казахстан, Узбекистан и Республики Таджикистан организованы на напряжении 220-500 кВ.

Республика Молдова

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Республики Молдова. Единое оперативно-технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электрической энергии по основной сети энергосистемы осуществляет оператор передающей сети и системы государственное предприятие (ГП) «Moldelectrica» на основе выданной Национальным Агентством по Регулированию в Энергетике – НАРЭ лицензии. Основным приоритетом для энергетического сектора Молдовы является отделение конкурентных видов деятельности от монопольных в рамках одной компании и соответствующая сертификация ГП Moldelectrica.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 г. общая установленная мощность генерирующих источников Молдовы составляла 3057 МВт. В Республике Молдова функционируют 17 электростанций, в том числе 13 ТЭС, общей мощностью 2850 МВт:</p> <ul style="list-style-type: none">• Молдавская ГРЭС установленной мощностью 2520 МВт;• Кишинэу ТЭЦ-2 (электрическая мощность 240 МВт);• Кишинэу ТЭЦ-1 (электрическая мощность 66 МВт);• ТЭЦ-Nord, Бэлць (электрическая мощность 20,4 МВт);• Электростанции, принадлежащие заводам по переработке сахара, включая 9 ТЭЦ, (97,5 МВт).• Дубэсарская ГЭС (48 МВт,);
	<p>ВИЭ</p> <p>Костештская ГЭС (16 МВт, СЭС – 0,5 МВт, ВЭС – 3,7 МВт, др. ВИЭ – 25 МВт). Правительство поддерживает проект развития парка ветрогенераторов на юге страны мощностью 180 МВт, с вводом в эксплуатацию в 2022 году. ЕБРР работает над организацией проведения в Молдове серии аукционов для крупномасштабных проектов по ВИЭ, в ходе которых планируется заключить контракты на 80 МВт ветровой энергии, 25 МВт фотовольтаики и 8 МВт биогаза.</p>
	
	<p>Электросетевой комплекс. Высоковольтными линиями электропередачи ВЛ-110, ВЛ-330 и ВЛ-400 кВ Молдавская энергосистема (МЭС) связана с энергосистемами Украины и Румынии. Энергосистема насчитывает свыше 15 тыс. трансформаторных подстанций напряжением 6-400 кВ общей мощностью более 10 тыс. МВт. Пропускная способность межгосударственных связей МЭС с электроэнергетической системой Румынии составляет 150 МВт на напряжении 110 кВ и 1000 МВт на напряжении 400 кВ.</p>

Российская Федерация

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Российской Федерации состоит из ЕЭС России и изолированных энергосистем. Единая энергетическая система России – это уникальный, высокоавтоматизированный, единый технологический комплекс, включающий 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все ОЭС соединены межсистемными линиями электропередачи напряжением 220-750 кВ и работают в синхронном режиме, за исключением ОЭС Востока.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 общая установленная мощность электростанций России составила 252030,7 МВт, в т.ч. ЕЭС России – 246342,45 МВт. В ЕЭС России входит около 843 электростанций мощностью выше 5 МВт.</p>
	<p>АЭС. Российская атомная отрасль – это единый энергопромышленный комплекс, являющийся одним из передовых в мире по уровню научно-технических разработок, опыту эксплуатации и квалификации персонала АЭС. Проекты АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) доказали свою надежность в процессе тысячи реакторо-лет безаварийной работы. Все оборудование АЭС отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому. На 01.01.2020 общая установленная мощность 10 АЭС ЕЭС России составила 30313,18 МВт (12,3 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p>ГЭС. Гидроэнергетика России – это 87 крупных гидроэлектростанций, в том числе 21 ГЭС мощностью свыше 500 МВт. На 6 крупнейших компаний приходится почти 95% установленной мощности ГЭС, из них половина - на ПАО «Русгидро». Все оборудование отечественного производства и его технико-экономические показатели не уступают современным зарубежным аналогам.</p>
	<p>На 01.01.2020 общая установленная мощность ГЭС составила 49870,29 МВт (20,24 % от всей мощности ЕЭС России). ТЭС. Установленная мощность ТЭС ЕЭС России составила 164612,14 МВт (66,82 % от всей мощности ЕЭС России). Установленная мощность ПГУ составляет свыше 26,0 ГВт. ВИЭ. По состоянию на 01.01.2020 установленная мощность ВЭС, расположенных в ЕЭС России составила 184,12 МВт (0,08 % от всей мощности ЕЭС России), а установленная мощность СЭС – 1362,72 МВт (0,55 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Общая протяженность электрических сетей всех классов напряжения составляет почти 2650 тыс. км, включая ЛЭП протяженностью свыше 150 тыс. км номинального напряжения 220-1150 кВ, составляющие основную системообразующую сеть. Группа компаний Россети является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире по числу потребителей и протяженности сетей напряжения, совокупная протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2,37 млн км, трансформаторная мощность 517 тыс. подстанций – более 802 ГВА.</p>

Республика Таджикистан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Электроэнергетическая система Таджикистана работает как единая система и соединяет четыре отдельных региона: Согд (Север), Хатлон (Юг), Душанбе и близлежащие районы и Районы республиканского подчинения (РРП).</p> <p>Открытая Акционерная Холдинговая Компания ОАХК «Барки Точик» контролирует электрические станции и сети, выработку, передачу и распределение электроэнергии в Республике, за исключением Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО), которая работает изолировано (не имеет связи с основной электроэнергетической системой Таджикистана).</p>
	<p>Генерация</p> <p>Общая установленная мощность энергосистемы Республики Таджикистан - 5757 МВт. В Республике Таджикистан функционируют свыше 300 энергогенерирующих источников.</p> <p>ГЭС являются основным доступным энергетическим ресурсом и главным источником электричества в Таджикистане. Крупнейшими ГЭС республики являются:</p> <ul style="list-style-type: none">• Нурекская ГЭС на реке Вахш мощностью 3000 МВт;• Байпазинская ГЭС мощностью 600 МВт;• Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт;• Сангтудинская ГЭС-2 мощностью 220 МВт.
	<p>Кроме того, на реке Вахш успешно функционирует каскад Вахшских ГЭС – 3 ГЭС общей мощностью 285 МВт; на реке Варзоб — Каскад Варзобских ГЭС – 3 ГЭС общей мощностью 25 МВт, на реке Сырдарья — Кайраккумская ГЭС, мощностью 126 МВт, на Памире, на реке Гунт Хорогская ГЭС и Памирская ГЭС-1 общей мощностью 37 МВт.</p>
	<p>ТЭС. В Таджикистане работают две ТЭЦ: Душанбинская (198 МВт), на газе и мазуте, и Душанбинская – 2 (400 МВт), на угле. Яванская ТЭЦ мощностью 120 МВт находится на консервации.</p> <p>ВИЭ. Таджикистан обладает значительными энергетическими запасами ресурсов ВИЭ. В республике зарегистрированы более 285 действующих малых ГЭС мощностью от 5 до 4300 кВт. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются Государственными. Компания «Памир Энерджи» управляет одиннадцатью малыми и мини ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. В объединенной энергосистеме Таджикистана системообразующими являются линии электропередач напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. Протяжённость линий 500 кВ составляет около 489 км, линии 220 кВ – 1960 км и линии 110 кВ – 4327 км. В систему входят три подстанции 500 кВ, 28 подстанции 220 кВ и 174 подстанции 110 кВ.</p>

Туркменистан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Туркменистана. Государственная электроэнергетическая корпорация «Туркменэнерго» Министерства энергетики Туркменистана обеспечивает эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, осуществляет централизованное электроснабжение потребителей народного хозяйства и теплоснабжение в ряде городов, а также экспорт электроэнергии в другие страны.</p> <p>Планируется соединение энергоузлов страны через воздушные линии электропередач напряжением 500 кВ в единое целое, создав кольцо между основными энергоузлами, Кроме этого, планируется строительство ЛЭП напряжением 500 кВ, что даст возможность выполнить планы экспорта электроэнергии в Иран и Турцию транзитом через Иранскую энергосистему.</p>
	<p>Генерация.</p> <p>Общая установленная мощность генерирующих источников Туркменистана - 5178,4 МВт</p> <p>По данным Министерства энергетики Туркменистана в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» входят 12 государственных электростанций.</p> <p>Первый объект электроэнергетики Туркменистана «Гиндукушская» гидроэлектростанция общей мощностью 1,2 МВт была сооружена на берегу реки Мургаб ещё в 1913 году. Она до сих пор продолжает вырабатывать электроэнергию, став своеобразным музеем.</p>
	<p>Первый энергоблок флагмана туркменской энергетики - Марыйской ГРЭС введен в эксплуатацию в 1973 году. С вводом в 1987 году восьмого энергоблока установленная мощность станции составила 1685 МВт. С вводом в эксплуатацию в октябре 2014 года трех малых газовых турбин общей мощностью 146,7 МВт мощность электростанции составила 1831,7 МВт. В настоящее время на территории Марыйской ГРЭС ведется строительство газотурбинной электростанции комбинированного цикла мощностью 1574 МВт.</p> <p>Все электростанции работают на природном газе от ближайших газовых месторождений страны, в качестве резервного топлива используется мазут и дизельное топливо собственных нефтеперерабатывающих заводов.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Для надежного обеспечения электрической энергией потребителей города Ашхабада и пяти велаятов (областей) производственные объединения осуществляют техническое обслуживание электрических сетей и надзор за энергетическим оборудованием находящимся в пределах соответствующих территорий. На балансе производственных объединений находятся около 50 тыс. км воздушных линий электропередачи, а также почти 12 тыс. трансформаторных подстанций различного класса напряжений.</p>

Республика Узбекистан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики

	<p>Энергосистема Узбекистана. Государственное регулирование процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии, осуществляет Министерство энергетики Республики Узбекистан, образованное в соответствии с Указом Президента страны от 01.02.2019 г. № УП-5646 «О мерах по коренному совершенствованию системы управления топливно-энергетической отраслью Республики Узбекистан». На базе АО «Узбекэнерго» организованы три акционерных общества: «Тепловые электрические станции», «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети».</p>
	<p>Генерация. Общая установленная генерирующая мощность республики составляет 14,2 ГВт, из них: ТЭС – 11 тыс. МВт или 84,7 процентов; ГЭС – 1,85 тыс. МВт или 14,3 процента; блок-станции и изолированные станции – более 133 МВт или 1 процент. Основным источником генерации являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. Мощность современных энергоэффективных энергоблоков составляет 2825 МВт или 25,6 процентов от общей мощности ТЭС.</p>
	<p>В 2019 году на ТЭС выработано 89,6 процентов электрической энергии от общей выработанной внутри республики. Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1,68 ГВт (90,8 процентов от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 0,25 ГВт (13,5 процентов) и 2 микро ГЭС, общей мощностью 0,5 МВт. По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС– 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1,4 ГВт. В рамках перехода к «зеленой» экономике, приоритетным направлением развития электроэнергетики является создание современных солнечных и ветровых электростанций суммарной мощностью 8 ГВт.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Передача электрической энергии от генерирующих источников до АО «Региональные электрические сети» осуществляется АО «Национальные электрические сети Узбекистана» по магистральным электрическим сетям напряжением 220 - 500 кВ, общей протяженностью более 9,7 тыс. км. Реализация электрической энергии потребителям республики осуществляется 14 территориальными распределительно-сбытовыми предприятиями электрических сетей, функционирующими в каждом территориальном образовании в качестве АО в составе АО «Региональные электрические сети». На балансе предприятий находятся ЛЭП общей протяженностью более 250,4 тыс. км. и ПС напряжением до 110 кВ включительно, в количестве 1700ед. Самыми разветвленными, протяженностью более 223,8 тыс. км, являются электрические сети напряжением 0,4-6-10 кВ, по которым в основном осуществляется поставка электрической энергии потребителям республики.</p>

3. Развитие возобновляемых источников энергии

В этой главе анализируются количественные показатели развития возобновляемых источников энергии в мире, в том числе в США, Китае, ЕС, включая Германию, за период 2010 - 2019 гг. и прогнозные показатели до 2050 г.

3.1. Роль ВИЭ - глобальный обзор

Расширение использования возобновляемых источников электрической энергии стало возможным благодаря техническому прогрессу в этой области, позволившему, прежде всего, значительно снизить себестоимость производства электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями различных типов (рис. 3.1.1). Стоимость новых СЭС в мире с 2010 г. снизилась на 70%, ВЭС — на 25%¹⁰.

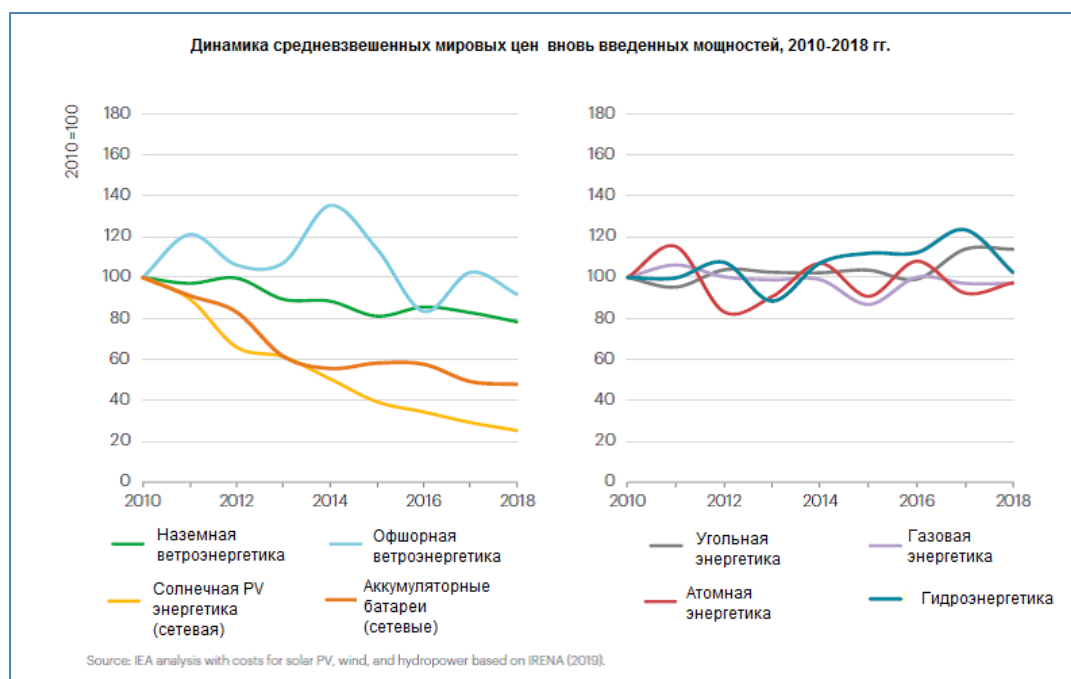


Рисунок 3.1.1 – Динамика средневзвешенных цен вновь введенных мощностей, 2010-2018 гг.

С 2010 года развитие возобновляемых источников энергии ускорилось, достигнув рекордных уровней и опередив ежегодные вводы традиционных мощностей во многих регионах. Среди всех технологий использования возобновляемых источников энергии ветроэнергетика после гидроэнергетики доминировала в отрасли возобновляемых источников энергии на протяжении многих десятилетий¹¹.

С 2000 года ветроэнергетика развивалась с совокупным среднегодовым темпом роста (СГТР) более чем на 21 %. В первые годы развертывания ветроэнергетики Европа была ключевым регионом глобальных вводов ветроустановок. В 2010 году на регион приходилось 47% мировых вводов наземных ветроустановок. После 2010 года быстрое развитие ветроэнергетики наблюдается в других регионах, особенно в Китае, где показатель СГТР составляет около 27 %. К 2018 году Китай опередил Европу и стал крупнейшим наземным ветроэнергетическим рынком с почти одной третью

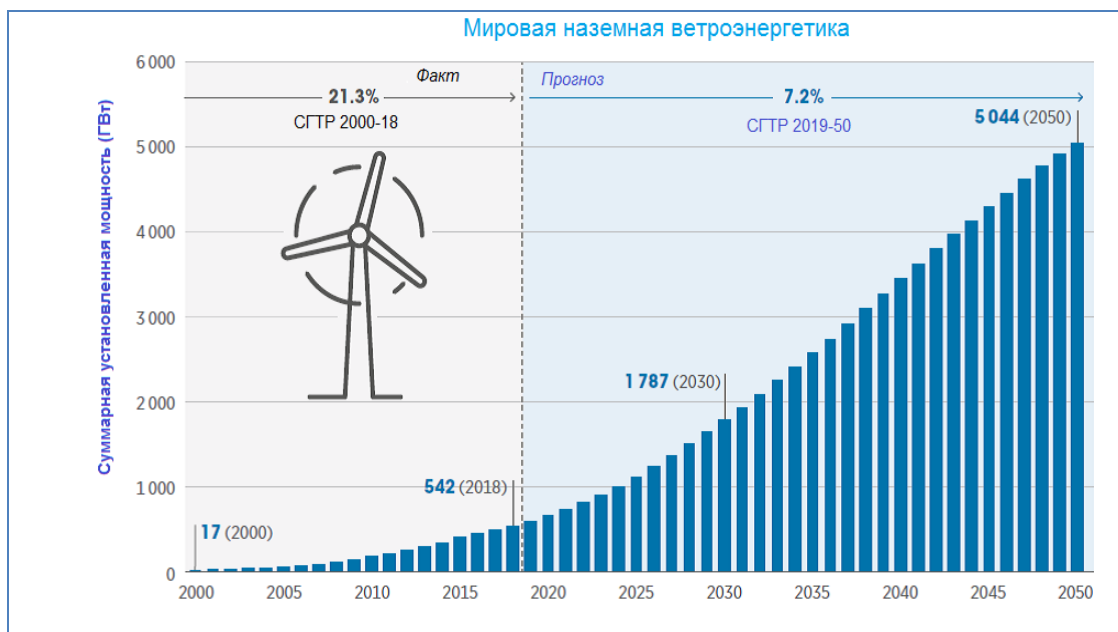
¹⁰ <https://webstore.iea.org/download/direct/2738?fileName=WEI2019.pdf>

¹¹ FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper, <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>

установленной мощности в мире. В 2018 году в новые ВЭС было инвестировано почти \$29,4 млрд. при этом удельные затраты в наземную ветроэнергетику в среднем составили - \$1,54 млн. за МВт, а в оффшорную - \$2,57 млн. за МВт¹².

В конце 2018 года общая совокупная установленная мощность наземной ветровой энергетики достигла 542 ГВт¹³, а в конце 2019 года 621 ГВт¹⁴.

По оценке IRENA, в течение следующих трех десятилетий наземные ветроэнергетические установки должны будут иметь среднегодовой показатель СГТР более 7 % (рисунок 3.1.2).



Источник: IRENA

Рисунок 3.1.2 – Рост совокупной установленной мощности наземной ветроэнергетики к 2050 году, ГВт

Это означает, что к 2030 году общая установленная мощность наземной ветроэнергетики вырастет более чем в три раза до 1 787 ГВт и почти в 10 раз к 2050 году, приблизившись к 5044 ГВт, по сравнению с 542 ГВт в 2018 году.

Технологии оффшорной (морской) ветроэнергетики позволяют странам эксплуатировать в целом более высокие, а иногда и более стабильные ветровые ресурсы, реализуя гигаваттные проекты вблизи густонаселенных прибрежных районов, распространенных во многих частях мира. Это делает оффшорную ветроэнергетику важным дополнением к портфелю низкоуглеродных технологий, доступных для декарбонизации энергетического сектора многих стран. Оффшорная ветроэнергетика является одной из новых технологий использования возобновляемых источников энергии, которая достигла зрелости в последние два-три года, поскольку быстрое совершенствование технологий, эффективность цепочки поставок и материально-техническое взаимодействие на тесно связанных рынках в Европе обусловили быстрое снижение затрат и начало существенного внедрения на новых рынках. С учетом политической поддержки и финансовых стимулов оффшорная ветроэнергетика набирает обороты, поскольку она обеспечивает дополнительную альтернативу некоторым из проблем, с которыми сталкиваются наземные ветровые установки, в основном в связи с

¹² “WindEurope – history”, <https://windeurope.org/about-wind/history>, (accessed 10 September 2019).

¹³ Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

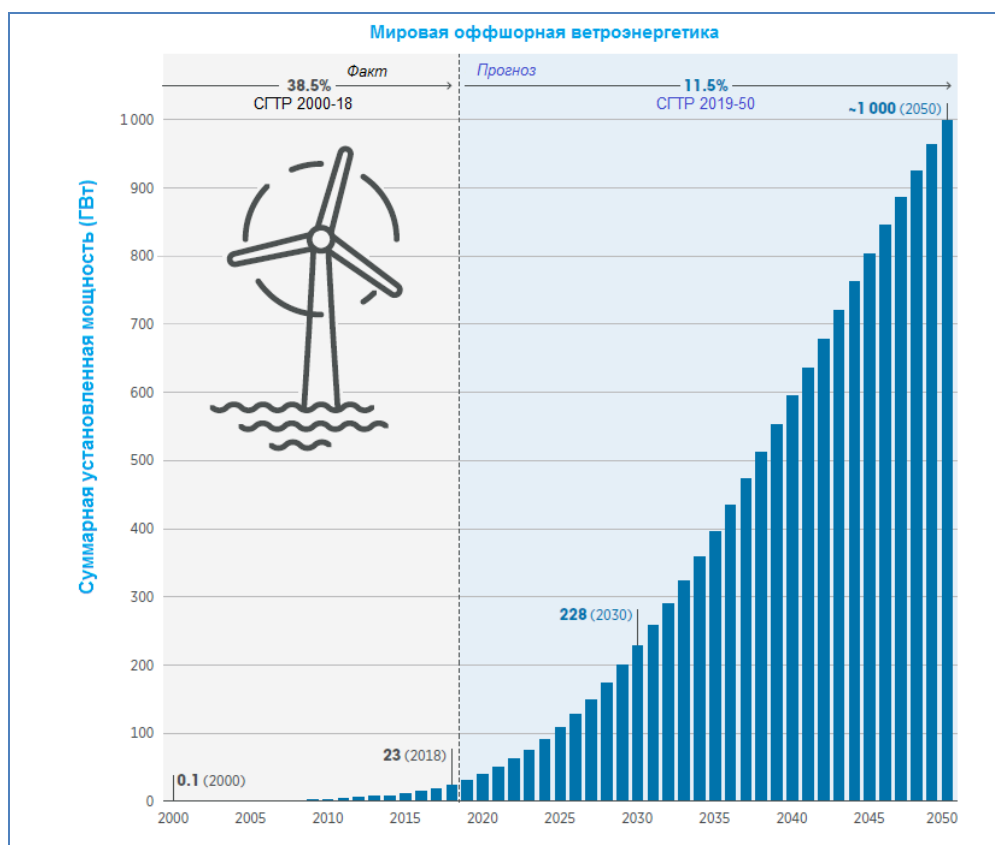
<https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>

¹⁴ file:///C:/Users/Moy/Downloads/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf

сетевыми и земельными ограничениями, усложняющими развитие наземной ветроэнергетики, например, в Европе.

В настоящее время 90% глобальной установленной мощности оффшорной ветроэнергетики введено и эксплуатируется в Северном море и близ Атлантического океана. В 2018 году было введено почти 4,5 ГВт новой мощности оффшорной ветроэнергетики, большая часть этих вводов была сконцентрирована в Китае (около 37% от общего годового объема вводов), Великобритании (29%) и Германии (22%). В 2019 году пять стран Европы и три в Азии подключили рекордные 6,1 ГВт оффшорной ветроэнергетики (рост на 35,5% по сравнению с 2018 годом), увеличив совокупную глобальную мощность до более 29 ГВт¹⁵. В ближайшие годы развитие оффшорной ветроэнергетики ожидается в Северной Америке и Океании.

В течение следующих трех десятилетий общая установленная мощность оффшорных ветроэлектростанций увеличится до 228 ГВт в 2030 году и около 1000 ГВт в 2050 году (Рис.3.1.3). К 2050 году оффшорная ветроэнергетика будет составлять почти 17% от общей установленной мощности ветроэнергетики в мире в 6044 ГВт¹⁶. Почти 20-кратное прогнозируемое IRENA увеличение общей мощности оффшорной ветроэнергетики к 2030 году полностью соответствует данным отчета о рынке оффшорных ветровых ресурсов, опубликованном Глобальным ветроэнергетическим советом GWEC в 2019 году, в котором говорится, что общая мощность оффшорной ветроэнергетики превысит 200 ГВт¹⁷.



Источник: IRENA **Рисунок 3.1.3** – Рост общей установленной мощности оффшорной ветроэнергетики к 2050 году, ГВт

¹⁵ <https://gwec.net/record-6-1-gw-of-new-offshore-wind-capacity-installed-globally-in-2019/>

¹⁶ Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

¹⁷ Global offshore wind report 2018, Global Wind Energy Council, Brussels. <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>

За последние два десятилетия фотовольтаика превратилась из нишевого рыночного продукта в один из основных источников производства электроэнергии. Динамика роста становится менее зависимой от правительственных программ стимулирования и в большей степени определяется рыночными инвестиционными решениями.

К концу 2019 года глобальная установленная мощность солнечной фотоэлектрической энергетики достигла 627 ГВт с совокупным годовым темпом роста СГТР почти 43% с 2000 года, и она остается вторым по установленной мощности сектором возобновляемой энергетики после ветроэнергетики (650 ГВт). В 2019 году солнечные фотоэлектрические системы снова доминировали в общем объеме мощности возобновляемых источников энергии с вводами мощностей около 115 ГВт, что вдвое больше по сравнению с ветром и больше, чем все ископаемое топливо и ядерное топливо вместе¹⁸.

Новые глобальные инвестиции в возобновляемую энергию и топливо (не включая гидроэнергетические проекты мощностью более 50 МВт) в 2019 году составили 301,7 млрд долларов США, по оценке BloombergNEFi. Это было на 5% больше, чем в 2018 году, отчасти из-за увеличения расходов на небольшие солнечные фотоэлектрические системы.

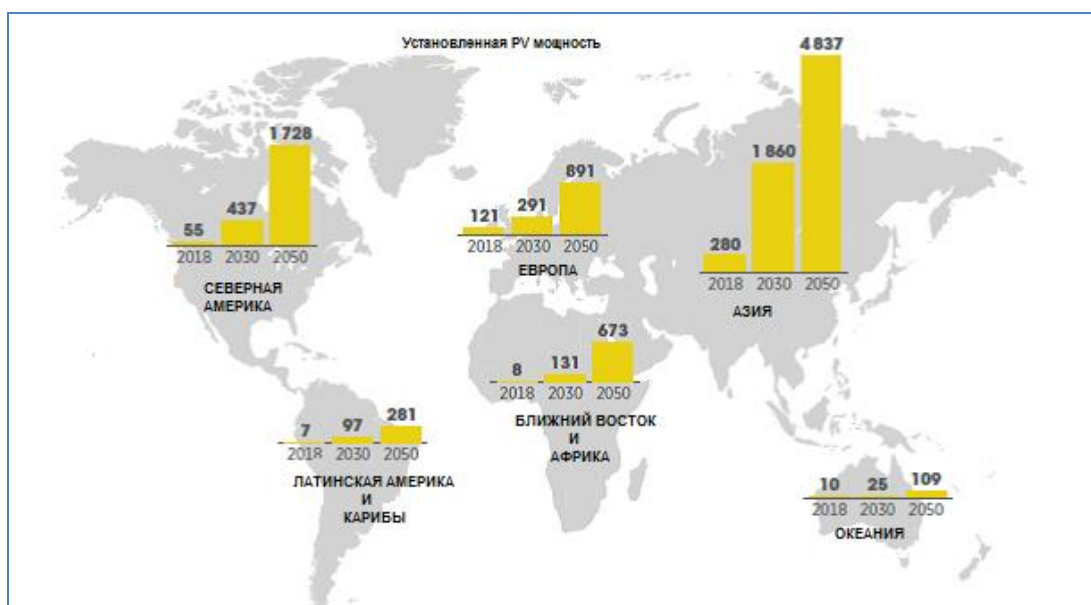


Рисунок 3.1.4 – Установленная мощность объектов PV генерации по регионам мира – фактические данные на 2018 год и прогноз Remap IRENA до 2050 года.

В соответствии со сценарием REmap Азия останется регионом –лидером по вводам солнечных фотоэлектрических установок, причем к 2030 году будет установлено 65% от общей вводимой мощности (Рис. 3.1.4).

В Азии значительное развитие будет наблюдаться в Китае, где, согласно прогнозам, установленная мощность достигнет около 1412 ГВт к 2030 году. Северная Америка будет иметь вторую по величине установленную мощность солнечной фотоэлектрической энергетики, достигнув 437 ГВт к 2030 году, с более чем 90% этих установок в Соединенных Штатах.

Европа к 2030 году будет представлять третий по величине регион с установленной мощностью 291 ГВт солнечной фотоэлектрической энергетики. Аналогичная картина ожидается на горизонте 2050 года, когда Азия по-прежнему будет доминировать с почти половиной совокупной установленной глобальной мощности 4 837 ГВт.¹⁹

¹⁸ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

¹⁹ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

Также ожидается появление крупных рынков в Южной Америке и Африке²⁰.

В первом полугодии 2019 года базисный показатель VNEF для полных приведенных затрат на электроэнергию (LCOE) составлял 57 долл. США за МВтч для фотоэлектрической системы без слежения и 49 долл. США за МВтч фотоэлектрических систем со слежением²¹. Доля затрат на солнечные панели в эталонной фотоэлектрической системе опустился ниже 30%. Влияние CAPEX на LCOE солнечного фотоэлектрического электричества значительно снизилось, а другие расходы, такие как расходы на эксплуатацию и обслуживание, разрешения и администрирование, на сборы и пошлины, а также расходы на финансирование играют более доминирующую роль. Следовательно, необходимо добиваться дальнейшего значительного снижения этих переменных и нематериальных затрат.

Ожидается, что в течение следующего десятилетия общий рост возобновляемых источников энергии продолжится в нескольких регионах. Исходя из сегодняшнего уровня, анализ REMAP IRENA показывает, что совокупные глобальные мощности солнечных PV установок могут вырасти почти в шесть раз в течение следующих десяти лет, достигнув в 2840 ГВт к 2030 году и увеличившись до 8519 ГВт в 2050 году. Это подразумевает общую установленную мощность в 2050 году почти в 18 раз выше, чем в 2018 году (Рис.3.1.5).

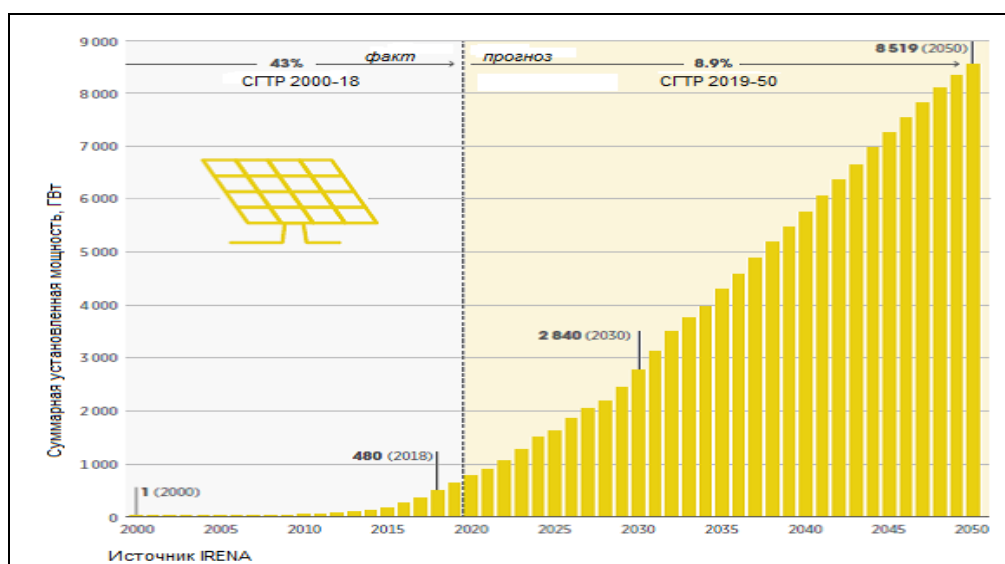


Рисунок 3.1.5 – Глобальная установленная мощность объектов PV генерации по регионам мира – фактические данные на 2018 год и прогноз Remap IRENA до 2050 года.

На глобальном уровне около 60% от общей солнечной фотоэлектрической мощности в 2050 году будут сетевыми, а остальные 40% будут распределенными (крышевыми). Несмотря на то, что в 2050 году все еще преобладают сетевые проекты, анализ REMAP предполагает, что распределенные солнечные фотоэлектрические установки будут расти более быстрыми темпами благодаря политическим мерам и мерам поддержки, а также вовлечению потребителей в производство чистой энергии.

Благодаря постоянному технологическому прогрессу и сокращению затрат IRENA предвидит, что рынок солнечных фотоэлектрических систем будет быстро расти в течение следующих трех десятилетий. Наряду с увеличением мощности, замена солнечных

²⁰https://irena.org/-media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019.pdf?la=en&hash=A626155A0775CC50427E23E7BE49B1AD2DD31073

²¹ <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/29752/GTR2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

панелей в конце срока их службы также имеет важное значение и играет ключевую роль, особенно с учетом старых панелей, уступающих место передовым технологиям.

Годовой прирост мощности к 2030 году увеличится более чем вдвое (270 ГВт) по сравнению с нынешним уровнем, а к 2050 году увеличится в четыре раза выше, чем в 2018 году (372 ГВт против 94 ГВт в год) (Рис.3.1.6).

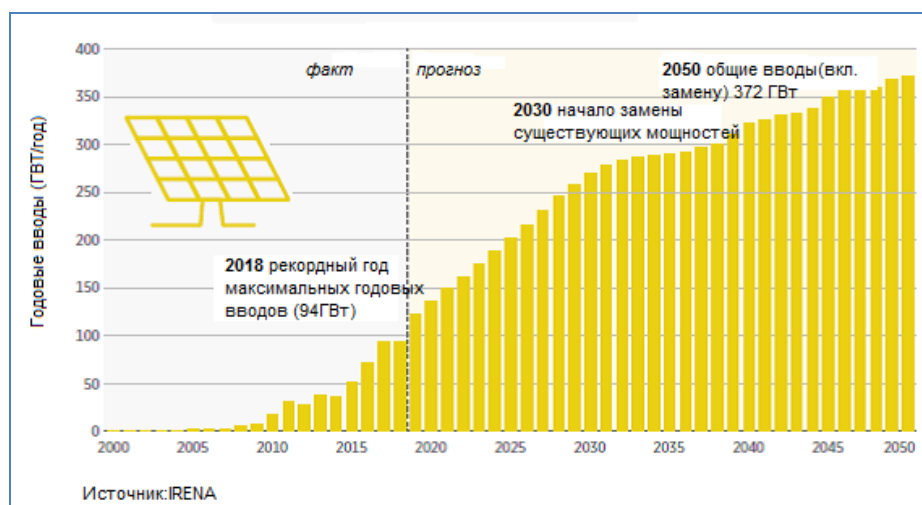


Рисунок 3.1.6 – Глобальные ежегодные вводы установленной мощности объектов PV генерации – фактические данные на 2018 год и прогноз Remar IRENA до 2050 года.

За 10 лет с 2009 г. в зелёную энергию в целом по миру было вложено \$ 3,07 трлн. из них более \$ 1 трлн. — в последние три года (Рис. 3.1.7). Инвестиции в основном идут на развитие ВИЭ-энергетики (включая получение биоэнергии) и умных энергоэффективных технологий²².

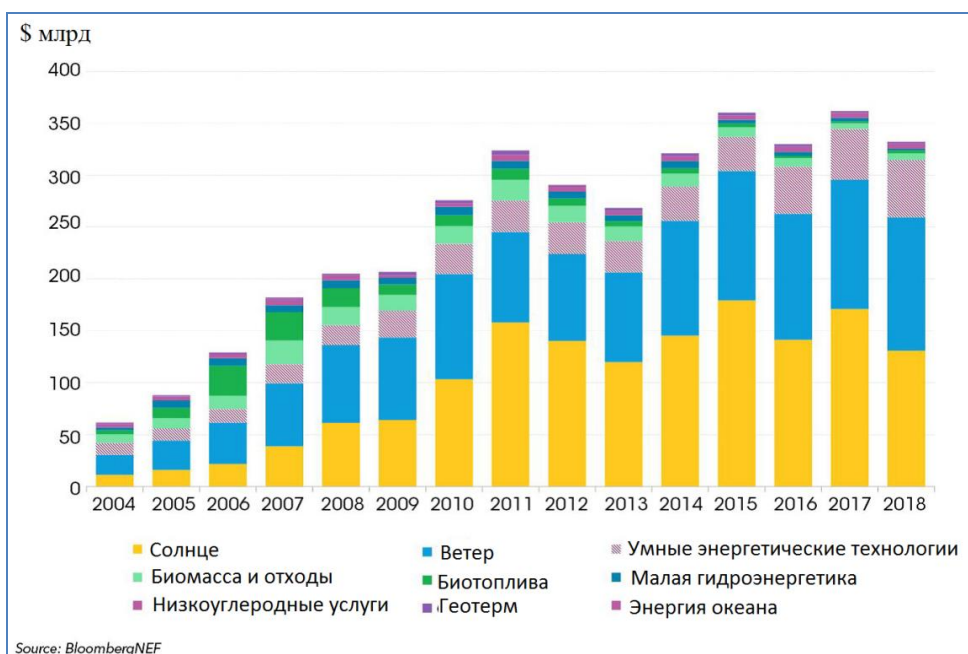


Рисунок 3.1.7 – Новые глобальные инвестиции в чистую энергетику

²² <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>

Абсолютным лидером по объему инвестиций в развитие энергетики на основе ВИЭ является Китай. В 2018 г. в ВИЭ-энергетику Китая было вложено \$ 100,1 млрд или почти треть от общего объема инвестиций в отрасль. В ЕС инвестиции в зеленую энергетику составили \$ 74,5 млрд в США – \$ 64,2 млрд всего по миру – \$ 332,1 млрд.

С 2012 г. более половины прироста генерирующих мощностей в мире приходится на объекты ВИЭ-энергетика. В 2018 г. их доля в приросте мощностей мировой электроэнергетики достигла 65 %.²³ Это значит, что на каждый дополнительный мегаватт генерирующей мощности на ископаемом топливе ВИЭ-энергетика отвечала двумя.

К концу 2019 г. установленная мощность генерирующих станций на основе ВИЭ в мире составила 1347 ГВт (без учета ГЭС). Мощность возобновляемой генерации увеличилась на 176 ГВт (+ 7,4%) в 2019 году. Солнечная энергетика продолжала развиваться, увеличившись на 98 ГВт (+ 20%), за которой последовала ветроэнергетика с 59 ГВт (+ 10%). Мощность гидроэнергетики увеличилась на 12 ГВт (+ 1%), а биоэнергетика - на 6 ГВт (+ 5%). Геотермальная энергетика увеличилась чуть менее 700 МВт. Солнечная и ветровая энергия продолжали доминировать в расширении возобновляемых мощностей, на которые в 2019 году приходилось 90% всех вводов²⁴.

Политические решения сыграли важную роль в повышении доли ВИЭ в производстве электроэнергии. В 2019 году в 143 странах применялась регулирующая политика в отношении ВИЭ в электроэнергетике (например, льготные тарифы или квоты на сетевые услуги) по сравнению с 75 странами в 2010 году. В ряде стран стратегическое видение, инвестиции в исследования и разработки, а также промышленная стратегия позволили сократить глобальные затраты на технологии возобновляемой энергетики и привлекли финансирование частного сектора. Основываясь на успехах стран-новаторов, технологии возобновляемой энергетики наряду с эффективными комплексными политическими мерами и бизнес-моделями распространились по всему миру²⁵.

В соответствии с прогнозом международного энергетического агентства WEO-2019 и Дорожной картой глобальной трансформации энергетики до 2050 г. (Roadmap to 2050), удовлетворение растущих мировых потребностей в энергии в корне будет отличаться от последних двадцати пяти лет: на лидирующие позиции выходят природный газ, стремительно развивающаяся возобновляемая энергетика, а также энергоэффективность. На рис. 3.1.8 показано приведённое в ²⁶ увеличение доли электроэнергии в конечном потреблении энергии, рост производства электроэнергии и установленной мощности электростанций на возобновляемых источниках энергии.

К 2050 году доля возобновляемой энергии в генерации будет 85%, по сравнению с примерно 25% в 2017 году. Солнечная и ветровая мощности будут лидировать, увеличившись с 800 ГВт сегодня до 13 000 ГВт к 2050 году. Кроме того, выработка геотермальной энергии, биоэнергии и гидроэнергетики увеличится на 800 ГВт за период. Ежегодное увеличение установленной мощности возобновляемой энергии удваивается и составляет около 400 ГВт в год, 80% из которых будут представлять собой технологии переменного генерирования, такие как солнечная и ветровая энергия. Децентрализованное производство возобновляемой энергии вырастет с 2% от общего объема производства сегодня до 21% к 2050 году, то есть увеличится в 10 раз.

²³ https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

²⁴ <https://www.irena.org/->

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B

²⁵ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

²⁶ Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)

<https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

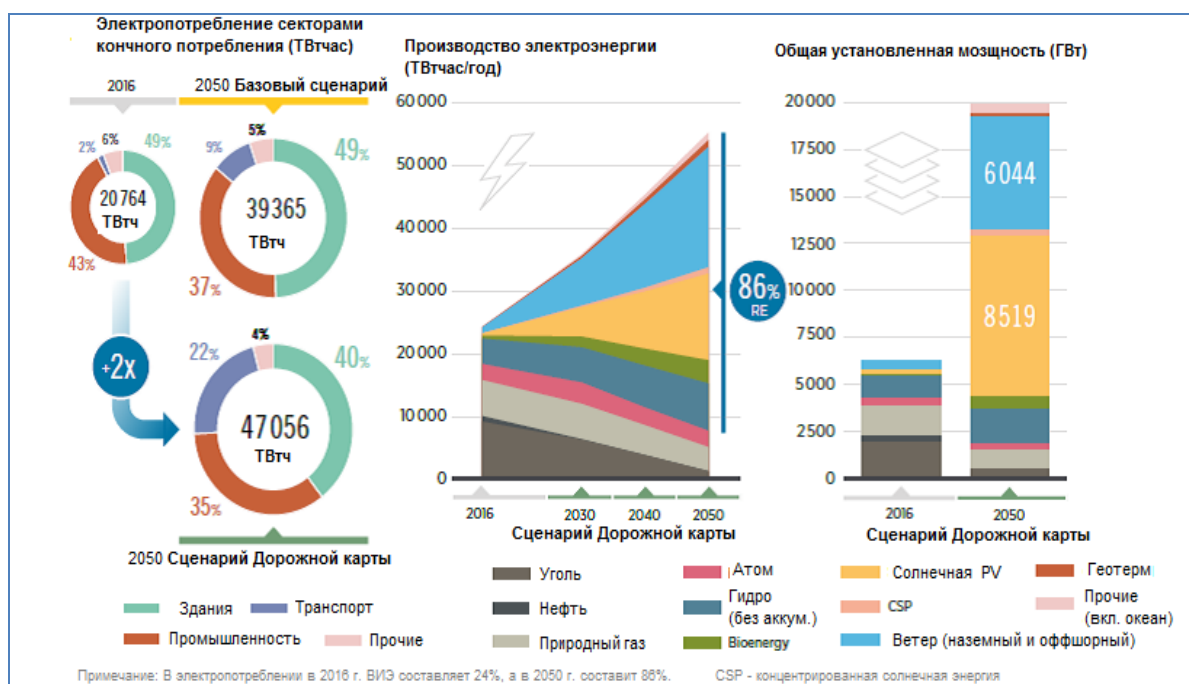


Рисунок 3.1.8 – Ветер и солнечная энергия доминируют в росте генерации на основе возобновляемых источников энергии.

Согласно сценарию дорожной карты 2050, промышленность должна увеличить долю возобновляемой энергии в прямом использовании и топливе до 48% к 2050 году. Если включить возобновляемую электроэнергию, эта доля увеличится примерно до 60%. Источники биоэнергии будут иметь наибольший вклад, в основном за счет отходов, используемых для прямого нагрева и комбинированного производства тепла и энергии (ТЭЦ). В процентном отношении, наибольший рост будет за счет солнечного термального тепла для низкотемпературных процессов, а также тепловых насосов для аналогичных низкотемпературных потребностей в тепле. При переходе на электроэнергию электроэнергия должна обеспечить 41% энергетических потребностей отрасли к 2050 году.

На рис. 3.1.9 показаны повышение энергоэффективности и увеличение доли возобновляемой энергии в конечном потреблении энергии.



Рисунок 3.1.9 – Повышение энергоэффективности и увеличение доли возобновляемой энергии в конечном потреблении энергии

В Соединенных Штатах, производство электроэнергии из природного газа и возобновляемых источников энергии увеличивается в результате снижения цен на природный газ и снижения стоимости энергию солнца и ветра, что делает эти виды возобновляемых источников энергии все более и более конкурентоспособными... (Рис. 3.1.10)²⁷

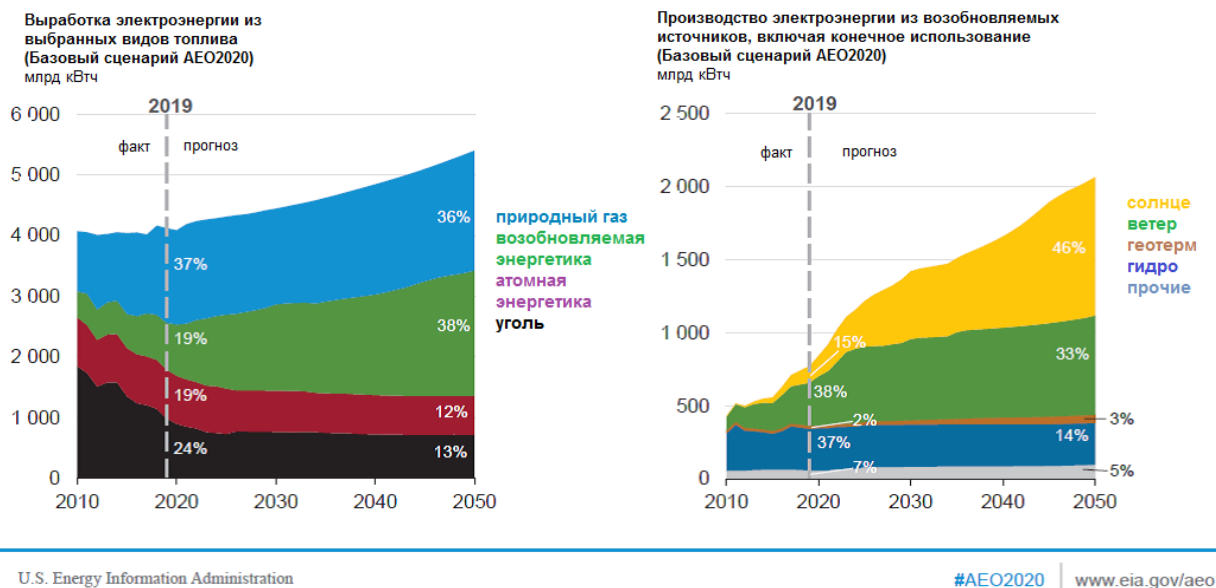


Рисунок 3.1.10 – Производство электроэнергии в США 2010-2050

В долгосрочных тенденциях развития электроэнергетики США (АЕО 2020) прогнозируется существенный ввод мощности на солнечной энергии и на природном газе; угольные, атомные мощности и менее эффективная генерация на природном газе будут выводиться из эксплуатации (Рис. 3.1.11).

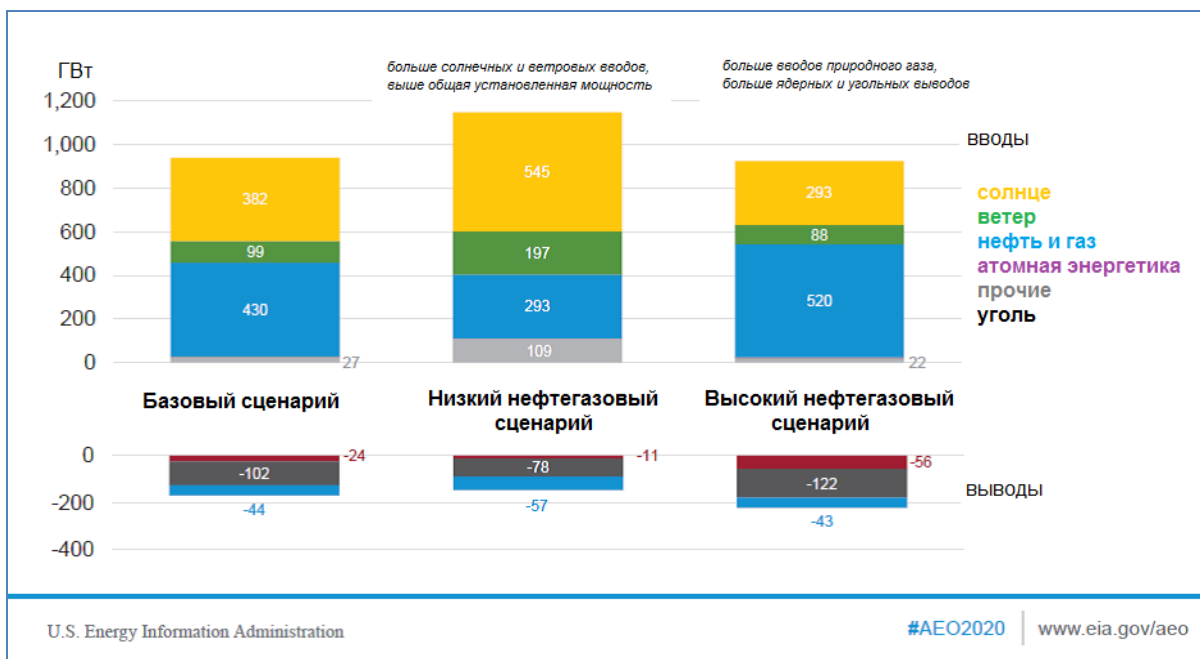


Рисунок 3.1.11 – Суммарные вводы и выводы генерирующих мощностей в США, 2020–2050

²⁷ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf>

Чикаго перейдет на ВИЭ к 2025 г., Атланта и Массачусетс – к 2035 г., Гавайи и Калифорния – к 2045 г., Пуэрто-Рико – к 2050 г. Лас Вегас уже сегодня обеспечивает 100% своих потребностей в электроэнергии за счет ВИЭ. В 2018 г. вновь избранные губернаторы штатов Иллинойс, Колорадо, Мэн, Невада и Нью-Мексико объявили о намерении внести в местное законодательство норму о переходе на ВИЭ. В частности, Колорадо планирует перейти на ВИЭ к 2040 г. Остальные штаты пока не определились с окончательными целями, а в ближайших планах штатов Иллинойс и Невада увеличить долю ВИЭ до 25 % к 2025 г.²⁸

О готовности полностью перейти на ВИЭ объявили недавно главы 58 американских городов,²⁹ В Великобритании более 90 городов поддержали инициативу о переходе на ВИЭ к 2050 г.³⁰ Собираются перейти на ВИЭ скандинавские города Осло, Хельсинки, Стокгольм, Копенгаген. А шведский город Мальме уже полностью использует зеленую энергию. Более 100 городов в мире получают основную часть (не менее 70 %) электроэнергии от ВИЭ, а 42 города —100 %³¹.

Многие крупные компании сделали переход на ВИЭ составной частью своей климатической и энергетической стратегии.

На Климатической неделе в Нью-Йорке 2014, была сформулирована и оформлена глобальная инициатива корпоративного лидерства RE100, объединяющая влиятельные компании, приверженные 100% возобновляемой электроэнергии. Цель RE100, возглавляемая Климатической группой в партнерстве с Carbon Disclosure Project (CDP), состоит в том, чтобы ускорить переход к нулевым углеродным сетям в глобальном масштабе³².

Эта инициатива направлена на повышение корпоративного спроса и, в свою очередь, на предложение возобновляемой энергии путем:

- Объединения крупных компаний, стремящихся к поставке 100% возобновляемой электроэнергии в глобальном масштабе в кратчайшие сроки (не позднее 2050 года);
- Установления планки корпоративного лидерства в области возобновляемой электроэнергии, привлечение членов к ответственности и популяризация их достижений, чтобы побудить других следовать за ними;
- Предоставления убедительных аргументов в пользу возобновляемых источников энергии компаниям, коммунальным предприятиям, операторам рынка, политикам и другим ключевым авторитетам;
- Широкого информирования о любых барьерах на пути реализации коммерческих и экономических выгод от возобновляемой электроэнергии, о которых сообщили члены RE100;
- Работы с членами RE100 и в партнерстве с другими для выявления и устранения политических и рыночных барьеров на пути к снабжению корпораций возобновляемой электроэнергией.

В группу RE 100, которая объединяет компании, выступающие за обеспечения своих энергетических потребностей полностью за счет ВИЭ, входят такие известные мировые бренды, как IKEA, Facebook, General Motors, Google, Goldman Sachs, H&M, HP, HSBC, Microsoft, Sony, Unilever, Vestas, Walmart и другие. Всего на сегодняшний день в группу входят 229 компаний³³.

²⁸ http://renew.ru/five-new-us-governors-are-aimed-at-a-complete-transition-of-their-states-to-renewable-energy/?fbclid=IwAR1TGukSlE92NjU5d8RB90myra_4BzryUP-jTS2tn-7APb6WWRHI-HFEIj4I

²⁹ https://impact.vice.com/en_us/article/kzn3an/with-50-us-cities-committed-to-100-percent-clean-energy-2018-presents-new-renewable-challenges?utm_campaign=sharebutton

³⁰ <https://www.uk100.org/>

³¹ <https://www.theguardian.com/cities/2018/feb/27/cities-powered-clean-energy-renewable>

³² <http://there100.org/re100>

³³ <http://there100.org/companies>

На долю компаний в коммерческом и промышленном секторе приходится около двух третей конечного потребления электроэнергии в мире. Переключение этого спроса на возобновляемые источники энергии трансформирует мировой энергетический рынок и ускоряет переход к чистой экономике.

Необходимо отметить, что развитие ВИЭ создает несколько социальных и экономических выгод, таких как растущая занятость. Согласно IRENA, количество рабочих мест в секторе может быстро возрасти с 10,3 миллиона в 2017 году до почти 29 миллионов в 2050 году. Во всем энергетическом секторе только 20-25% работников являются женщинами, в отличие от 35% в секторе возобновляемых источников энергии. Важно также использовать этот сдвиг для достижения целей гендерного равенства в быстро растущем секторе возобновляемых источников энергии³⁴, которое имеет решающее значение по нескольким причинам:

Во-первых, более широкое участие женщин позволяет сектору привлекать дополнительные таланты.

Во-вторых, разнообразие рабочей силы на всех уровнях, включая высшее руководство, приносит существенные выгоды организациям с точки зрения роста, культуры и устойчивости.

В-третьих, при обеспечении справедливого перехода к энергетическим аспектам справедливость его выгод учитывается в социальных и экономических группах.

В 2017 году в соответствии с законодательством Австрии создана международная некоммерческая организация – Глобальная организация «Женщины за энергию» (GWNЕТ). GWNЕТ расширяет возможности женщин в области энергетики посредством междисциплинарных связей, защиты законных прав, обучения, коучинга и наставничества, а также услуг, связанных с проектами и финансированием. GWNЕТ стремится устранить нынешние гендерные дисбалансы в энергетическом секторе и продвигать действия, учитывающие гендерные аспекты, во время энергетического перехода во всех частях мира³⁵.

³⁴ <https://www.worldfuturecouncil.org/re-a-catalyst-for-gender-equality/>

³⁵ https://globalwomennet.org/wp-content/uploads/2019/09/GWNЕТ_flyer.pdf

3.2. Проблемы и решения интеграции переменных ВИЭ в энергосистему

Анализ достигнутых результатов и прогнозы развития ВИЭ свидетельствуют, что электроэнергетика многих стран мира претерпевает значительные изменения, цель которых – обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех³⁶. Эта цель достигается активной интеграцией различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком спектре мощностей от малых объектов распределенной генерации до крупных сетевых электростанций, что влечет за собой трансформацию энергетических систем.

Основными факторами, определяющими быструю трансформацию энергетических систем в мире, являются:

- стремление повысить надёжность и эффективность работы энергетических систем, расширить доступность энергии с использованием инновационных технологий, обеспечить высокий уровень экологической и климатической безопасности. При этом использование возобновляемых источников энергии в сочетании с повышением энергоэффективности рассматривается, как основные меры достижения указанного решения по климату;

- значительное уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии, включая ветровые и солнечные электростанции, распределённую генерацию, электротранспорт, системы управления спросом и накопления энергии;

- развитие электрификации экономики, расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем.

Происходящие технологические изменения сопровождаются созданием институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила надёжного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях. Иными словами, идёт активный процесс создания политических, рыночных и регулирующих условий, а также установление практики планирования и функционирования энергетических систем, которые ускоряют инвестиции, инновации и использование интеллектуальных, эффективных, надёжных и экологически безопасных технологий.

Происходящая трансформация энергетических систем приводит к изменению взаимодействия между передающей и распределительными электрическими сетями, показанному на рис. 3.2.1.

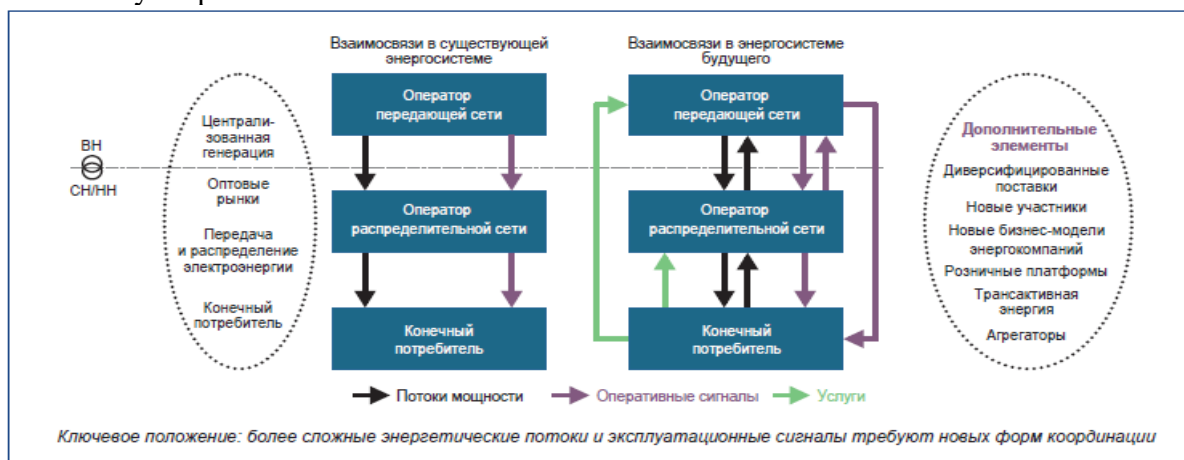


Рисунок 3.2.1 – Изменения в интерфейсе между передающими и распределительными сетями (по данным IEA (Status of Power System Transformation, 2017))

³⁶ <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

Электрические сети низкого и среднего напряжения меняют свои функции от пассивного распределения электроэнергии между потребителями на активное интеллектуальное управление с двунаправленными потоками электроэнергии и информации. Успешный переход требует должного рассмотрения трёх ключевых аспектов, в том числе:

технологического: обеспечение надёжной и эффективной работы энергосистемы в изменяющихся условиях приводит к новым приоритетам для энергокомпаний и регулирующих органов. Использование передовых информационных и коммуникационных технологий (цифровизация) позволяет улучшить наблюдаемость и управление энергетическими системами и открывает возможности для существенного расширения управления спросом;

экономического: рост распределённой генерации и повышение экономичности накопителей энергии требуют реформы розничного ценообразования и налогообложения поставок электрической энергии с учётом оплаты поставляемой ими электроэнергии и покрытием части стоимости общей инфраструктуры;

институционального: изменяются функции и обязанности субъектов управления. Приоритетным станет улучшение координации между операторами передающих и распределительных сетей. Кроме того, в управление должны быть включены совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы.

Условно можно выделить четыре этапа (фазы) интеграции VRE и связанные с ними ключевые проблемы, дифференцированные по возрастающему воздействию растущей доли генерации VRE на энергетические системы (Таблица 3.2.1)

На первом этапе, когда доля ВИЭ в годовой выработке не превышает 3%, специальных мер для ее интеграции обычно не требуется, если только ВИЭ не являются сильно локализованными в энергосистеме. На втором этапе, когда доля ВИЭ составляет 3-15%, необходима адаптация имеющихся ресурсов регулирования, технологий и способов управления энергосистемой. На третьем этапе, когда доля ВИЭ превышает 15% от годовой выработки, а также дальнейших стадиях уже требуется глубокая перестройка работы энергосистемы и внедрение новых средств и инструментов поддержания работы энергосистемы. Четвертая стадия - более 50% годовой выработки ВИЭ-генерации.

Для успешной интеграции такого объема ВИЭ-генерации в энергосистему необходимо, прежде всего, решить вопросы стандартизации технических требований к вводимому оборудованию ВИЭ. Автоматика ограничения снижения и повышения напряжения и частоты должна соответствовать параметрам системы. Это практически ничего не стоит на этапе проектирования, но становится затратным, когда проекты уже реализованы. Также необходимо учитывать, что в разных странах нормативы отклонения частоты электрического тока отличаются, соответственно, у генерирующего оборудования разных производителей реакция на изменение частоты тоже может быть разной. Если ВИЭ не будут соответствовать необходимым техническим требованиям, они могут стать потенциальным источником аварий. То же самое относится к работе релейной защиты этих объектов. Все эти технические требования могут и должны быть установлены на уровне документов регуляторов,

Помимо вопроса стандартизации технических требований к оборудованию ВИЭ для надёжной работы энергосистем со значительным объемом ВИЭ необходимо развивать системы прогнозирования выработки ВИЭ, поскольку в отсутствие достоверных прогнозов их работы в энергосистеме необходимо постоянно поддерживать полноценное резервирование в объеме ВИЭ, что фактически означает необходимость дополнительного включения тепловой генерации и ее работы в неэкономичных режимах и/или резервирования пропускной способности электрических сетей.

Таблица 3.2.1 – Основные фазы (этапы) интеграции ВИЭ ³⁷

	Признаки			
	Фаза 1	Фаза 2	Фаза 3	Фаза 4
Характеристика системных позиций	VRE на системном уровне рассматривается как ненаблюдаемая нагрузка	VRE становятся наблюдаемы на системном уровне системным оператором	Гибкость становится существенной с большими колебаниями в балансе генерации/потребления	Устойчивость становится существенной. VRE покрывают значительную долю спроса в определённые моменты времени
Воздействие на существующие генераторы	Не наблюдается разница между полной и полезной нагрузками электростанции	Нет значительного увеличения неопределённости, но имеются небольшие изменения в графиках работы существующих генераторов	Большие изменения в графиках работы. Сокращение числа генераторов, работающих по заданному графику	Небольшое число электростанций работают по графику; все электростанции должны подстраивать производство электроэнергии в соответствии с VRE
Воздействие на сеть	Условия локальной сети вблизи точек присоединения	Очень вероятно воздействие на условия местных сетей; возможны сетевые ограничения, обусловленные изменением потоков мощности в передающей сети	Значительные изменения в потоках мощности передающей сети, увеличение потоков мощности между сетями разных классов напряжения	Способность сети противостоять возмущениям снижается
Проблемы зависят в основном от:	Локальных условий в сети	Соответствия спроса и производства электроэнергии VRE	Наличия «гибких» источников	Способности системы противостоять возмущениям

В настоящее время фаза 4 является самой высокой фазой интеграции VRE, которая была достигнута на практике. Небольшое число стран и регионов (например, Дания, Ирландия и Южная Австралия) достигли фазы 4, но многие другие энергосистемы все еще находятся на фазах 1 и 2 и имеют 5-10% долей VRE в годовом производстве электроэнергии (рис. 3.2.2). Однако общее направление этого перехода уже ясно: для большинства стран ожидаются более высокие этапы системной интеграции, что отражается в увеличении уровней развертывания VRE. На четвертой стадии развитие не останавливается и можно выделить пятую и шестую фазы. Для рационального распространения ВИЭ в среднегодовых объемах, превышающих 50% (фаза 5), для того, чтобы избежать искусственного ограничения выработки и, соответственно, ухудшения экономики генерации, требуется электрификация различных секторов конечного потребления энергии. В условиях доминирования VRE (фаза 6) необходимым становится преобразование электроэнергии в химические вещества (синтетические газы, например, метан и водород). Переход между фазами не происходит внезапно от одной к другой. Вопросы, относящиеся к гибкости, будут постепенно появляться на втором этапе, прежде чем стать отличительной чертой третьего этапа. В свою очередь, некоторые проблемы, связанные со стабильностью системы, могут стать очевидными уже на третьем этапе.

Доля VRE во многих странах выросла за последние несколько лет³⁸. В 2015 году насчитывалось чуть более 30 стран с ежегодной долей генерации VRE более 5%; к 2018 году это число возросло почти до 50 стран. Ожидается, что доли VRE во многих странах и / или регионах вырастут с 5-10% до 10-20% в течение следующих пяти лет (IEA, 2018)¹².

³⁷ Status of Power System Transformation. System integration and local grids. IEA, 2017. <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2017>

³⁸ <https://www.iea.org/reports/stus-of-power-system-transformation-2019>

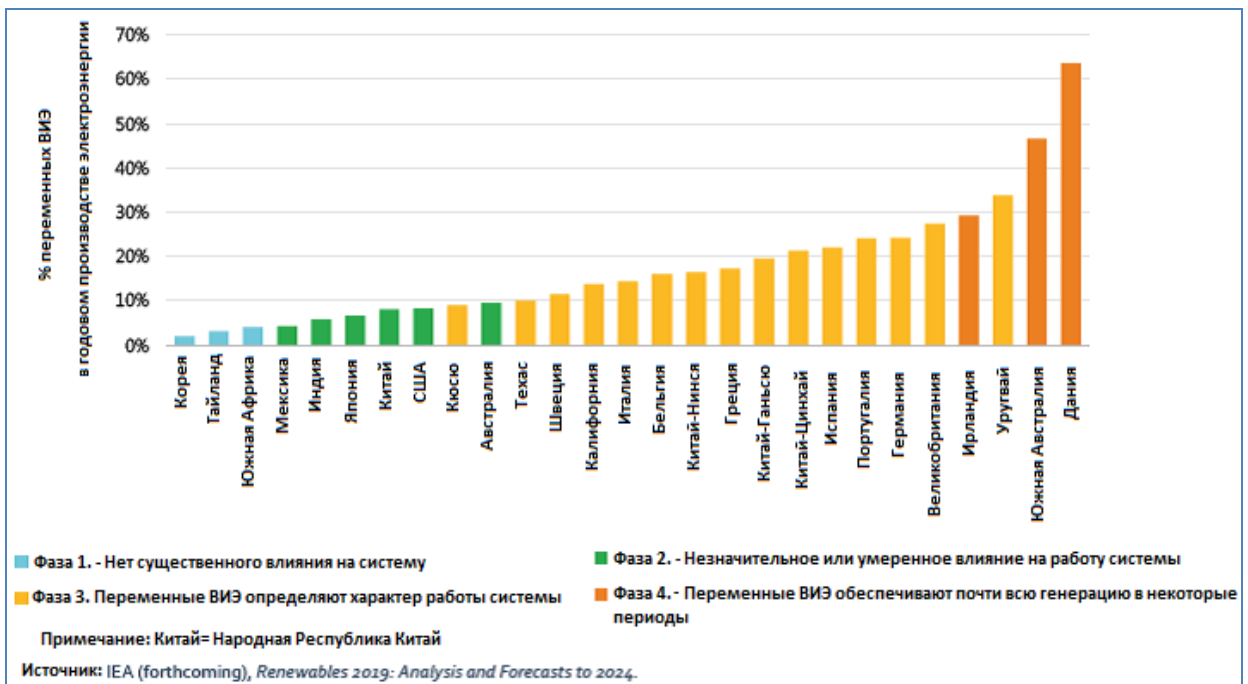


Рисунок 3.2.2 – Ежегодная доля VRE и соответствующая системная интеграция в отдельных странах / регионах, 2018 г.

Поскольку число стран со средним и высоким долями переменных ВИЭ значительно возрастает, ожидается, что гибкость энергосистемы для них станет наиболее важной проблемой в ближайшие годы.

Для решения проблем интеграции актуальным является рассмотрение ряда технических и экономических мер, дифференцированных по этапам развёртывания VRE, которые представлены на рис. 3.2.3

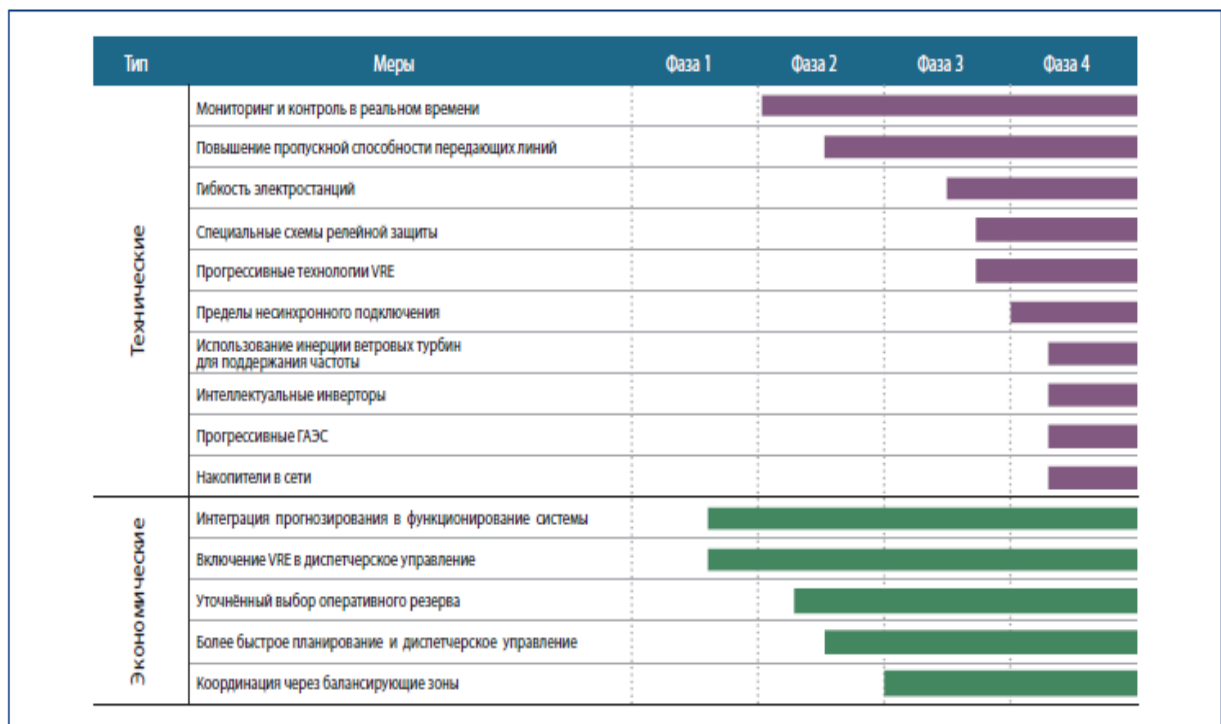


Рисунок 3.2.3 – Технологии и эксплуатационные практики для различных фаз развития VRE

Ветровая и солнечная энергетика может «безболезненно» интегрироваться в систему с помощью соответствующих стратегий интеграции, в том числе:

1) Оказание солнечными и ветровыми электростанциями системных услуг. Для этого необходимы соответствующие изменения в нормативной базе.

2) Развёртывание объектов ВИЭ генерации в тех районах, где они могут обеспечивать большую системную ценность (например, ближе к местам наивысшего спроса).

3) Диверсификация источников энергии – взаимное дополнение солнечной и ветровой генерации. Параллельное развитие гидроэнергетики (пример Бразилии, которая развивает как ветроэнергетику, так и новые гидроресурсы).

4) Локальная интеграция с другими ресурсами. Речь идет о повышении доли собственного (локального) потребления энергии, производимой на месте, благодаря использованию комплекса (пакета) решений. Например, комбинация солнечных электростанций с накопителями энергии и использование механизмов по управлению спросом. Это снижает потребность в инвестициях в распределительные сети.

5) Оптимизация периода генерации. Конструкция ветровых и солнечных установок может быть оптимизирована для облегчения их интеграции в сеть. Например, использование больших лопастей на ветряной турбине с той же мощностью уменьшает интеграционные вызовы, поскольку они производят электричество с большей стабильностью. Детальное моделирование в рамках проекта МЭА показало, что такая конструкция производит электричество с более высокой ценностью для системы.

6) Комплексное планирование, мониторинг и контроль. Стоимость разных технологий генерации и производимая ими электроэнергия динамично меняются. Следовательно, оптимальная структура генерации также меняется со временем, что требует регулярной корректировки стратегий.

Для обеспечения согласованной работы различных типов генерирующих источников, систем передачи и распределения энергии, систем управления спросом, накопителей энергии и других систем ключевое значение имеет интегральное планирование, которое в новых условиях должно включать в себя решение следующих актуальных вопросов:

- учёт стохастичности выработки электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями;
- управление со стороны спроса;
- интегральное планирование системы генерации, передачи и распределения электроэнергии;
- планирование и функционирование сетей низкого и среднего напряжения с учётом развития распределённой генерации;
- межотраслевое планирование между электроэнергетикой и другими секторами, в том числе теплоснабжения, охлаждения, транспорта.

Основные результаты определения ключевых проблем и актуальных вопросов возникающих в процессе трансформации энергетических систем при интеграции возобновляемых источников энергии сведены в таблицу 3.2.2. В таблице приведены трансформируемые элементы энергетической системы и ключевые проблемы требующие решений в условиях масштабного развития ВИЭ.^{39,40.}

³⁹<https://nangs.org/analytics/irena-innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future-february-2019-eng-pdf>

⁴⁰ <https://www.eprussia.ru/epr/374/9315497.htm>

Таблица 3.2.2 – Трансформируемые элементы энергетической системы и ключевые проблемы, требующие решений в условиях масштабного развития ВИЭ

<p style="text-align: center;">Передовые технологии</p> 	<p>Технологии накопления энергии, способные подстраховать разнообразные ВИЭ - ресурсы и участвовать в оказании различных услуг</p> <p>Технологии, которые способствуют электрификации иных отраслей, создавая таким образом новые рынки для ВИЭ - генерации, равно как и новые способы хранения избытка электроэнергии</p> <p>Цифровые технологии, которые позволяют внедрять новые приложения, направленные на расширение границ и динамики развития отрасли и поддержку оптимизации ВИЭ - ресурсов</p> <p>Новые и «интеллектуальные» сети, как малые локальные, так и более крупные, дополняющие друг друга и позволяющие использовать новые методы, чтобы контролировать разнообразные ВИЭ - ресурсы</p> <p>Модернизация имеющихся активов с целью их адаптации к новым условиям и нуждам ЭЭС</p>
<p style="text-align: center;">Бизнес-модели</p> 	<p>Бизнес- модели, расширяющие возможности потребителей, переводя их из пассивных в активных участников рынка</p> <p>Инновационные схемы, которые обеспечивают выгодные условия для поставок электроэнергии, выработанной на базе ВИЭ, как в автономных энергорайонах, так и в районах, присоединенных к ЭЭС</p>
<p style="text-align: center;">Структура рынка</p> 	<p>Новые правила работы оптовых рынков, которые обеспечивают гибкий механизм участия, более надежные ценовые сигналы и более правильное формирование платы за системные услуги</p> <p>Изменения в структуре нормативно-правовой базы розничного рынка, чтобы обеспечить гибкое участие и конечных потребителей, и потребителей-производителей (consumer / prosumer)</p>
<p style="text-align: center;">Управление ЭЭС</p> 	<p>Внедрение распределенной генерации требует использования новых методов при управлении такой ЭЭС и облегчения условий участия такой генерации в рынке</p> <p>Новые требования к ОДУ, которые позволяют усилить гибкость ЭЭС</p> <p>Новые методы управления ЭЭС, которые позволяют не сокращать поставки от ВИЭ - ресурсов из-за сетевых ограничений, снижая необходимость усиления сети</p>

3.3. Роль ВИЭ в регионе ЕЭК ООН

Роль ВИЭ в регионе ЕЭК ООН анализируется на основе изучения трех различных сценариев энергетической политики:

Базовый сценарий основан на общем социально-экономическом варианте развития (SSP2), «умеренном» или «бизнес как обычно» в качестве отправной точки. Его социально-экономические, рыночные и технологические предположения представляют собой умеренные достижения. SSP2 не включает в себя политику или меры по смягчению последствий изменения климата, отличные от существующих в 2010 году. SSP2 обеспечивает соответствующий «базовый случай» для изучения множества (альтернативных) путей, а также является основой для работы Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК).

Сценарий NDC предполагает реализацию определяемых на национальном уровне вкладов (NDC) в соответствии с Парижским соглашением до 2030 года, а затем эффективно поддерживает их и далее.

Сценарий P2C является технико-экономическим сценарием, где предполагается, что региональные ограничения CO₂, соответствующие NDC до 2030 года, продолжат сокращаться

Сегодня примерно 80% энергетического баланса ЕЭК ООН основано на ископаемом топливе. Несмотря на то, что ископаемое топливо лежит в основе качества жизни во всем регионе, эта высокая зависимость означает, что ускоренное обезуглероживание всей энергетической системы в сочетании с технологическими изменениями имеет решающее значение для ЕЭК ООН, чтобы сыграть свою роль в достижении температуры 2°C.

Задача значительная. В 2015 году на 56 стран региона приходилось 39% мирового потребления первичной энергии, что составляло 41% мирового ВВП. В регионе произведено 40% мировых первичных энергоресурсов и выбрасывается 39% глобального CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива. При усреднении по всему региону доля ископаемого топлива в общем объеме первичной энергии составляет 80% (аналогично глобальному соотношению 81%). При оценке по субрегионам наименьшая доля в Западной Европе составляет 71%, а наибольшая в Центральной Азии - 94%.

В экономически рациональном сценарии, который соответствует целевому показателю 2 °C при реализации других аспектов Повестки дня на период до 2030 года, ископаемые виды топлива (уголь, нефть и газ) будут по-прежнему составлять 56% регионального энергетического баланса к 2050 году (см. Рисунок 3.3.1).

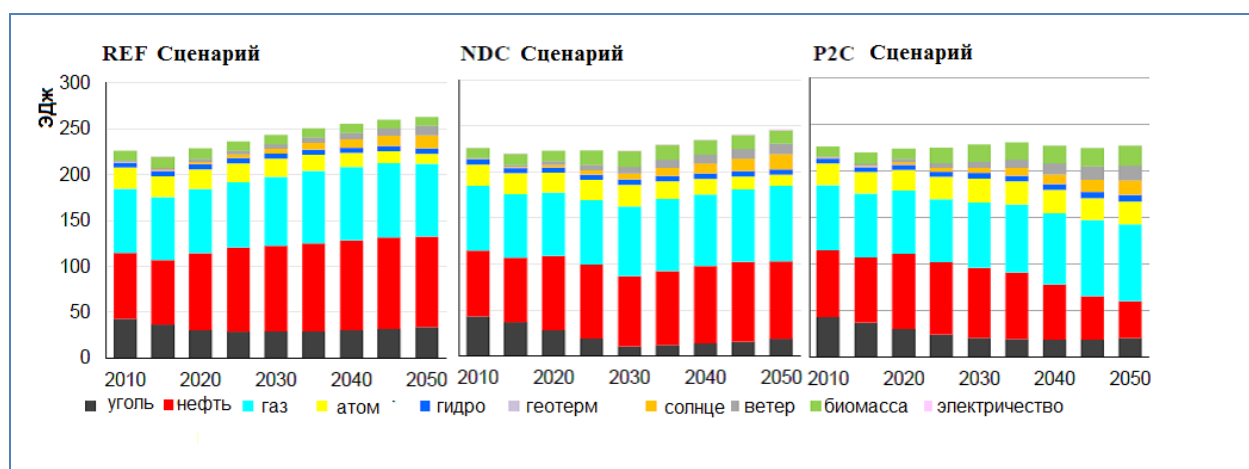


Рисунок 3.3.1. – Потребность в первичной энергии в регионе ЕЭК ООН с разбивкой по сценариям энергетической политики

Это подразумевает, что альтернативные энергетические технологии либо более дороги, либо не могут быть развернуты в рассматриваемые сроки. Например, хотя возобновляемая энергия может быть пригодна для производства электроэнергии, развертывание возобновляемой энергии в транспортном секторе остается проблемой до тех пор, пока не сократится стоимость батарей, и инфраструктура не адаптируется для поддержки более широкого использования электромобилей в общественных местах.

Как и в случае баланса первичных энергоресурсов, баланс конечного потребления в регионе основан на ископаемом топливе (см. Рис. 3.3.2). В сценарии REF общий конечный спрос на энергию после 2020 года увеличивается на 0,7% в год, что отражает демографические изменения. Он основан на жидких нефтяных топливах, за которыми следуют природный газ и электричество. Ожидается, что спрос на жидкие топлива, обусловленный транспортным сектором и неэнергетическим использованием, возрастет до 2050 года.

В сценарии NDC не ожидается значительного снижения конечного спроса на энергию. К 2050 году ожидается незначительное снижение спроса на уровне около 6%. Это будет зависеть от повышения энергоэффективности, перераспределения топлива и адаптации инфраструктуры. В период с 2020 по 2050 год конечная потребность в энергии увеличивается для всех видов топлива (хотя и более низкими темпами, чем REF), за исключением систем централизованного теплоснабжения и природного газа.

Жидкие топлива и электричество (постепенно вырабатываемое из возобновляемых источников энергии), как ожидается, заменят газ в конечном энергетическом балансе.

После начального умеренного роста, в сценарии P2C, конечный спрос на энергию неуклонно снижается, что отражает преобразование энергосистемы, вызванное смягчением последствий изменения климата. По сравнению со сценарием REF, ожидается, что конечный спрос на энергию сократится примерно на 25%, в основном за счет повышения эффективности и интенсивности, технологических и структурных изменений, а также изменения образа жизни. В то время как потребление жидкого топлива и природного газа сокращаются, использование ядерной энергии остается значительным в течение рассматриваемого периода, в соответствии с её низким углеродным следом.

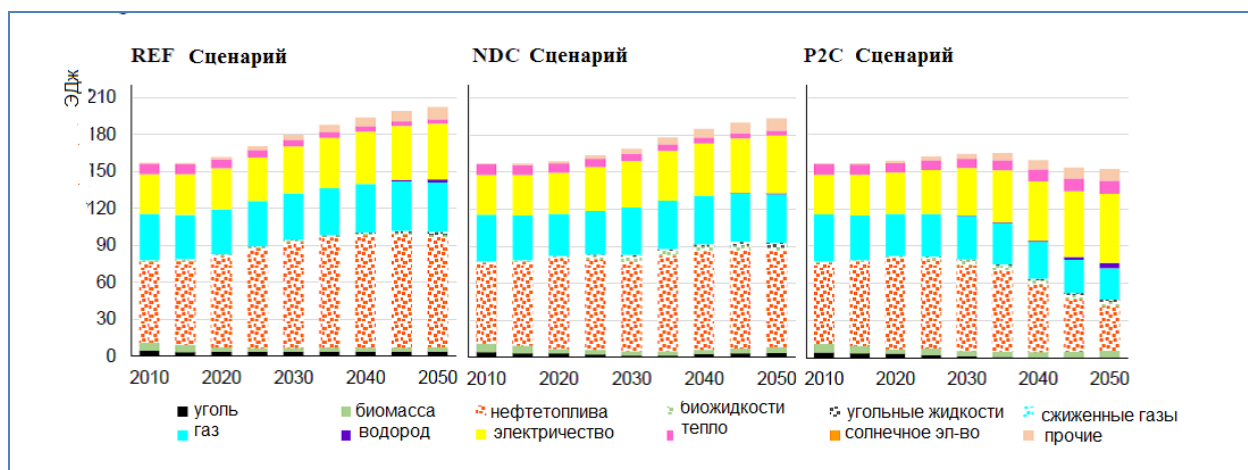


Рисунок 3.3.2 – Конечный спрос на энергию в регионе ЕЖ ООН с разбивкой по сценариям энергетической политики

Поскольку доступ к электричеству и использование чистых видов топлива и технологий являются ключевыми количественными показателями измерения достижения ЦУР 7, для целей настоящего исследования энергоснабжение в ЕЖ ООН в основном сосредоточено на роли различных технологий в производстве электроэнергии (рисунок 3.3.3).

Структура производства электроэнергии в регионе ЕЭК ООН сегодня преимущественно основана на ископаемом топливе (уголь и природный газ), за которыми следуют ядерная энергия и гидроэнергетика. Традиционная система электроснабжения определяется крупномасштабными установками, которые вырабатывают преимущественно на основе ископаемого топлива электроэнергию и тепло конечным пользователям в однонаправленном режиме.

Ожидается, что аналогично окончательному балансу энергии, в структуре производства электроэнергии будут существенные структурные изменения только по сценарию P2C после 2030 года. В сценарии NDC ожидается небольшое увеличение выработки электроэнергии по сравнению со сценарием REF, главным образом обусловленным освоением электрической мобильности.

Сценарий P2C предполагает более высокую степень диверсификации с быстрым освоением технологий с низким уровнем выбросов углерода. На фоне ожидаемой повсеместной электрификации энергосистемы к 2050 году ожидается более высокий спрос на электроэнергию на 30%. Во-первых, с 2025 года наблюдается быстрый рост использования возобновляемых источников энергии, в основном за счет энергии ветра и солнечной энергии. Это предполагает, что требуемые инвестиции будут направлены в регионы, где инфраструктура возобновляемых источников энергии все еще недостаточно развита, такие как Кавказ, Центральная Азия, Восточная и Юго-Восточная Европа. Во-вторых, модифицированный уголь и газ с использованием технологий улавливания и хранения углерода (CCS) будут постепенно вводиться с 2030 года и будут набирать обороты до 2050 года. Хотя ожидается, что обычное использование угля будет постепенно прекращаться, некоторая выработка электроэнергии на угле с использованием CCS, как ожидается, сохранит роль угля в балансе выработки электроэнергии.

Газ и уголь с использованием CCS имеют большой потенциал в регионе и в случае интенсификации их развития могут стать решением для ограничения выбросов CO₂ в энергетическом секторе.

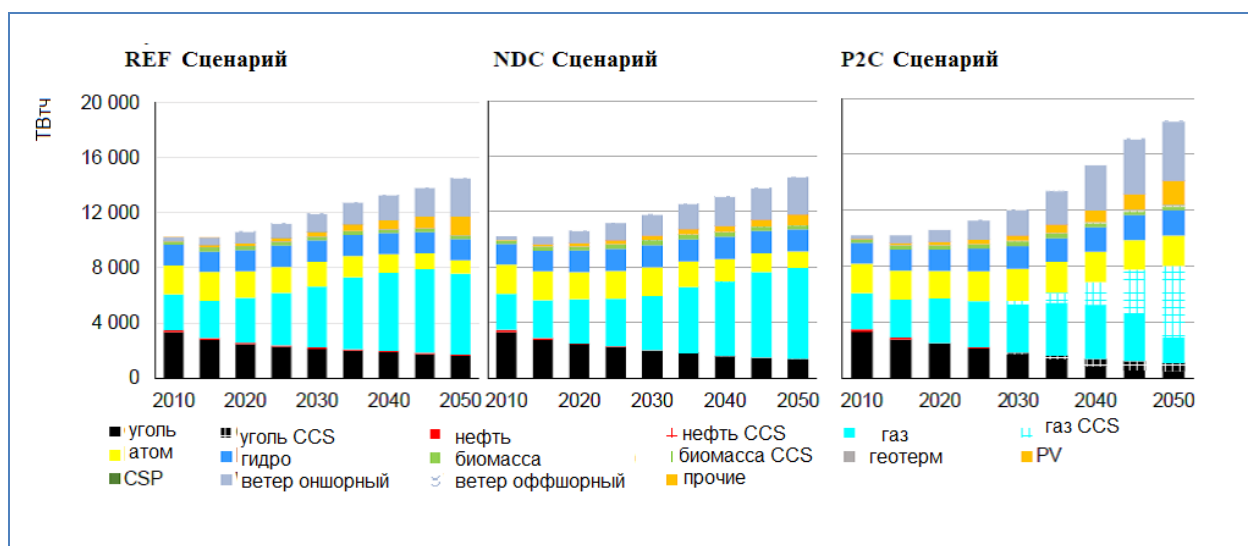


Рисунок 3.3.3 – Производство электроэнергии в регионе ЕЭК ООН с разбивкой по сценариям энергетической политики

В сценарии NDC структура генерирующих мощностей отличается лишь незначительно от сценария REF. Ожидается, что до 2030 года уголь и нефть будут ограничиваться региональными лимитами выбросов парниковых газов и постепенно будут замещены разнообразным спектром низкоуглеродных мощностей, начиная от природного газа, атомной, гидроэнергетики, солнечной и ветровой энергетики. С 2030 года продолжение сокращения выбросов NDC приводит к дальнейшему замещению угля,

нефти, а также природного газа (с 2030 по 2040 годы) на дополнительные мощности, не связанные с ископаемым топливом.

Ожидается, что переменная генерация обеспечит 25% от общей выработки к 2050 году, что приведет к «восстановлению» газовых мощностей после 2040 года для целей балансировки нагрузки. К 2050 году мощности по добыче угля будут на 27% ниже, чем в сценарии REF. Это, однако, не подразумевает конец угольной генерации. 200 ГВт относительно новых угольных электростанций все еще работают в 2050 году.

Кроме того, после 2040 года на рынке появится небольшое число угольных электростанций, оснащенные системой CCS, включая мощности на газе и биомассе, также оснащенные системой CCS.

В сценарии P2C к 2050 году возобновляемая энергия должна составлять 55% (3050 ГВт) электрогенерации. Это означает, что к 2050 году коэффициент замещения ископаемых видов топлива составит 18:1, что будет обусловлено почти исключительно политикой, определяемой глобальными бюджетами выбросов парниковых газов, и соответствующей корректировкой конечного энергобаланса (увеличение доли электроэнергии и, в незначительной степени, водорода).

Будущее энергетической отрасли в регионе выглядит очень по-разному при различных сценариях, и на всех уровнях общества будут победители и проигравшие. Отрасли ископаемого топлива будут затронуты наиболее негативно, но в то же время они необходимы для экономического благополучия во время переходного периода, который продлится по крайней мере до конца этого столетия. Следовательно, темпы энергетического перехода зависят от маневренности энергосистемы и генерации на ископаемом топливе в направлении новых бизнес-моделей и инноваций.

В 2050 году половина энергии региона будет по-прежнему основываться на ископаемом топливе при любом экономически рациональном сценарии. Во всех субрегионах выработка электроэнергии, системы централизованного теплоснабжения, а также транспортный сектор по-прежнему зависят от ископаемого топлива. Таким образом, инвестиции должны быть распределены по более широкому диапазону технологий с нулевым уровнем выбросов и по всем субрегионам, чтобы обеспечить быстрый энергетический переход к устойчивой энергетике.











4. Приоритеты, целевые показатели и ключевые проблемы развития ВИЭ в государствах-участниках СНГ

Оценка приоритетов и ключевых проблем развития ВИЭ в государствах-участниках СНГ осуществлялась на основании анализа открытых данных и информации, а также результатов разработанного в рамках Технического задания проекта и согласованного с UNECE, IRENA, REN21, IEA вопросника. Цель данного вопросника - дополнить имеющиеся данные и информацию для определения приоритетов внедрения различных видов ВИЭ в каждой из стран СНГ, ключевых проблем и актуальных вопросов интеграции солнечной и ветровой генерации в процессе трансформации энергетических систем. Результаты анализа ответов респондентов, а также анализ проектов «Национальных планов действий по устойчивой энергетике», показали следующее:

Электроэнергетика практически всех стран СНГ (за исключением Республики Казахстан), работает на «низкоуглеродных» и/или «безуглеродных» источниках энергии: в Республиках Таджикистан и Кыргызстан электроэнергия производится в основном на крупных гидроэлектростанциях; тепловые электростанции в Республиках Беларусь, Узбекистан, составляющие основу электроэнергетики указанных стран, работают на природном газе; в структуре генерирующих мощностей республики Армения представлены АЭС, ГЭС и ТЭС на природном газе.

Климатические и природные условия стран-бенефициаров предоставляют широкие возможности для использования возобновляемых источников, которые играют важную роль в диверсификации энергетического баланса, сокращении вредных выбросов и парниковых газов в атмосферу. Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах СНГ в 2010 -2020 годы приведены в табл. 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

	Государства – участники СНГ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	997	999	1024	1125	1120	1154	1184	1194	1277	1279
	Республика Армения	1127	1152	1253	1292	1301	1289	1316	1332	1357	1389
	Республика Беларусь	91	96	113	131	136	186	293	431	457	472
	Республика Казахстан	2364	2514	2665	2680	2734	2807	2851	2898	3088	3606
	Кыргызская Республика	3064	3072	3072	3572	3671	3677	3677	3689	3673	3673
	Республика Молдова	64	64	64	67	69	69	71	81	103	103
	Российская Федерация	47375	47418	49384	50041	50958	51304	51338	54313	54611	55190
	Республика Таджикистан	4802	4809	4811	4814	5035	5033	5039	5039	5153	5273
	Туркмения	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Республика Узбекистан	1746	1746	1746	1747	1762	1762	1796	1843	1919	1943
	ИТОГО	61631	61871	64133	65470	66787	67096	67566	70821	71639	72929

Источник информации: Отчет IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2020» (Renewable Capacity Statistics 2020)⁴¹

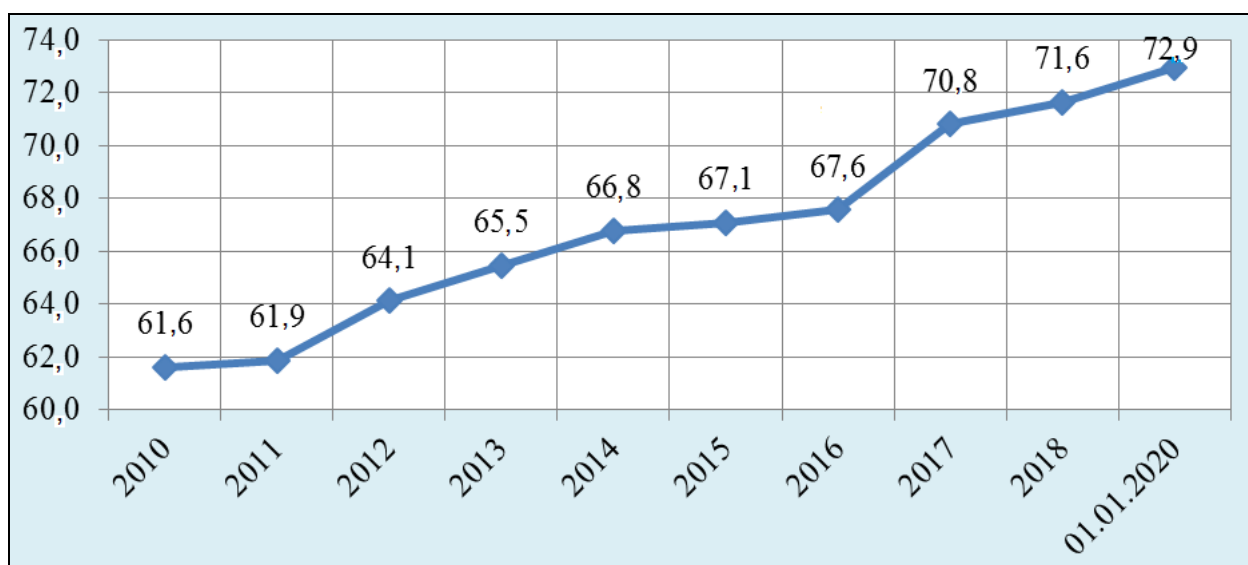


Рисунок 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, ГВт

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) ветроэлектростанций в странах стран СНГ в 2010 - 2020 годы приведены в табл. 4.2 и на рисунке 4.2, а солнечных электростанций в табл. 4.3 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.2. – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Государства – участники СНГ		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	2			3	3	8	16	16	66	66
	Республика Армения	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Республика Беларусь	2	2	2	2	3	43	68	83	101	109
	Республика Казахстан			2	4	53	72	98	112	121	284
	Кыргызская Республика										
	Республика Молдова				1	1	1	2	9	29	29
	Российская Федерация	10	10	10	10	10	11	11	11	52	102
	Республика Таджикистан										
	Туркменистан										
	Республика Узбекистан								1	1	1
ИТОГО		17	15	17	23	73	138	198	235	373	594

⁴¹ file:///C:/Users/Moy/Downloads/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020%20(2).pdf

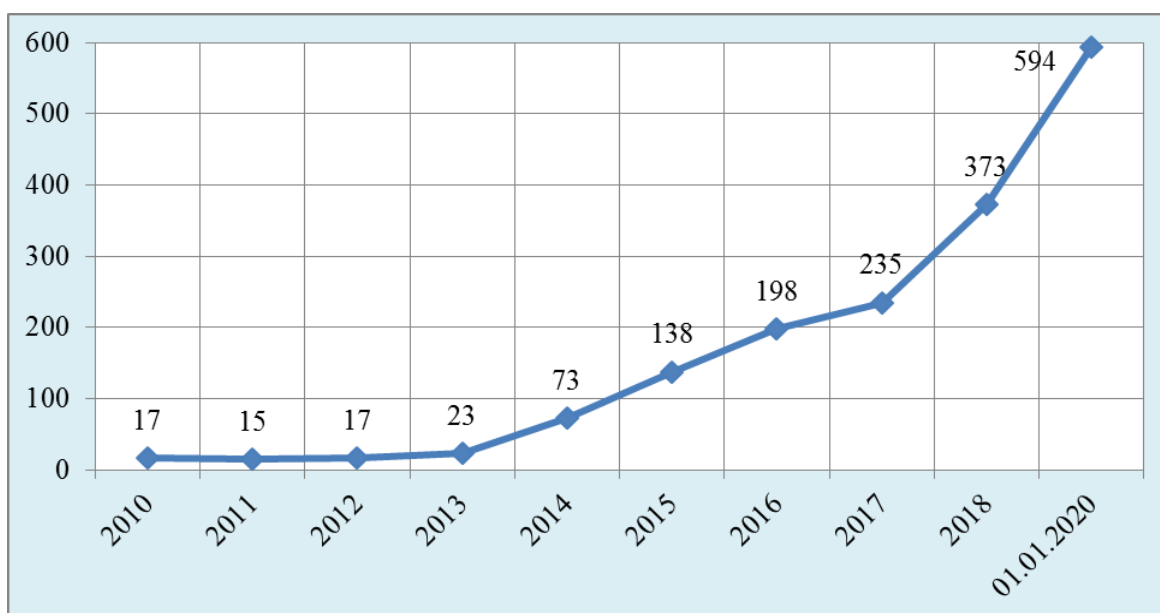


Рисунок 4.2. – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4.3. – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Государства – участники СНГ		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	0	1	1	1	2	5	25	28	35	37
	Республика Армения							1	2	17	50
	Республика Беларусь				1	4	13	51	153	154	157
	Республика Казахстан				21	5	57	57	59	209	542
	Кыргызская Республика										
	Республика Молдова					1	1	2	2	4	4
	Российская Федерация				1	5	61	76	275	535	1 064
	Республика Таджикистан										
	Туркменистан										
	Республика Узбекистан			1	1	1	1	2	3	4	4
ИТОГО		0	1	2	25	18	138	214	522	958	1858



Рисунок 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт











На рассматриваемом временном периоде 2010 – 2020 годы можно выделить два этапа. На первом этапе 2010-2014 годы наблюдался умеренный рост установленных мощностей ветровой и солнечной энергетики. С 2014 года по настоящее время ввод солнечных и ветровых генерирующих мощностей идет нарастающими темпами. Если за этот период установленная мощность ветроэнергетики государств-участников СНГ выросла с 73 до практически 600 МВт, то установленная мощность солнечной энергетики с 18 МВт приблизилась к рубежу 2 ГВт.

Все страны региона ратифицировали Парижское соглашение по климату и взяли на себя обязательства выполнить целевые показатели по снижению выбросов парниковых газов в рамках своих Национальных определенных вкладов. (NDC) (табл.4.4-4.5). Внедрение ВИЭ рассматривается в качестве одной из основных мер выполнения взятых обязательств.

Таблица 4.4. – Даты подписания и ратификации Парижского соглашения государствами – участниками СНГ






Государства-участники СНГ	Процент ПГ для ратификации	Дата подписания	Дата вступления соглашения в силу
 Азербайджанская Республика	0.13%	22.04.2016 .	8.02.2017.
 Республика Армения	0.02%	20.09.2016 .	22.04.2017
 Республика Беларусь	0.24%	22.04.2016 .	04.11.2016
 Республика Казахстан	0.84%	02.08.2016 .	05.01.2017
 Кыргызская Республика	0.03%	21.09.2016 .	12.11.2019 .
 Республика Молдова	0.04%	21.09.2016 .	20.07.2017 .
 Российская Федерация	7.53%	22.04.2016 .	21.09.2019 .
 Республика Таджикистан	0.02%	22.04.2016.	21.04.2017 .
 Туркменистан	0.20%	23.09.2016.	19.11.2016.
 Республика Узбекистан	0.54%	19.04.2017.	03.10.2018






Таблица 4.5 – Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств – участников СНГ

Государства-участники СНГ		Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств – участников СНГ
	Азербайджанская Республика	Сокращение выбросов ПГ на 35% к 2030 году по сравнению с 1990 годом
	Республика Армения	На 2015 – 2050 годы предел выбросов ПГ в 633 млн тонн, или 5,4 тонны на душу населения
	Республика Беларусь	К 2030 году сокращение выбросов ПГ не менее чем на 28% к уровню 1990 года
	Республика Казахстан	К 2030 году сокращение выбросов ПГ не менее чем на 15% к уровню 1990 года
	Кыргызская Республика	К 2030 году сокращение выбросов ПГ на 11,49-13,75% относительно 2010 года
	Республика Молдова	К 2030 году сокращение выбросов на 64 – 67% к уровню 1990г.
	Российская Федерация	Сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации
	Республика Таджикистан	К 2030 году потенциал снижения выбросов ПГ позволит обеспечить 65-75% от уровня 1990 года
	Туркменистан	К 2030 году цель: сократить темпы роста выбросов ПГ по отношению к росту ВВП; снизить потребление энергии и производство CO ₂ на единицу ВВП; после достижения объема выбросов ПГ 135,8 млн. тонн в CO ₂ -экв. обеспечить стабилизацию на этом уровне
	Республика Узбекистан	К 2030 году снижение удельных выбросов ПГ на единицу ВВП на 10% от уровня 2010 года

В период с 1990 по 2017 валовый выброс CO₂ при сжигании органического топлива в странах СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 % (табл.4.6, рис. 4.4). Сокращение произошло за счёт существенного снижения потребления угля (табл. 4.7, рис. 4.5).

Таблица 4.6 – Валовый выброс CO₂ при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут), млн т

		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990, %
	Азербайджанская Республика	53,5	32,4	27,3	29,0	23,5	30,8	30,8	-42,4
	Республика Армения	19,8	3,4	3,4	4,1	4,0	4,7	5,2	-74,0
	Республика Беларусь	99,9	57,0	52,1	55,0	59,5	52,6	54,1	-45,9
	Республика Казахстан	237,3	170,5	112,0	156,9	221,1	245,8	255,8	7,8
	Кыргызская Республика	22,8	4,5	4,5	4,9	6,0	9,9	8,9	-60,9

	Республика Молдова	30,5	11,9	6,5	7,8	7,9	7,6	7,5	-75,3
	Российская Федерация	2163,5	1548,3	1474,4	1481,9	1529,2	1534,5	1536,9	-29,0
	Республика Таджикистан	11,0	2,5	2,2	2,3	2,3	4,2	5,8	-47,0
	Туркменистан	44,6	33,3	36,7	48,1	56,9	69,1	69,0	54,5
	Республика Узбекистан	114,9	94,6	115,1	105,6	100,6	92,2	81,2	-29,4
ИТОГО		2797,8	1958,1	1834,2	1895,7	2011,2	2051,3	2055,1	-26,5

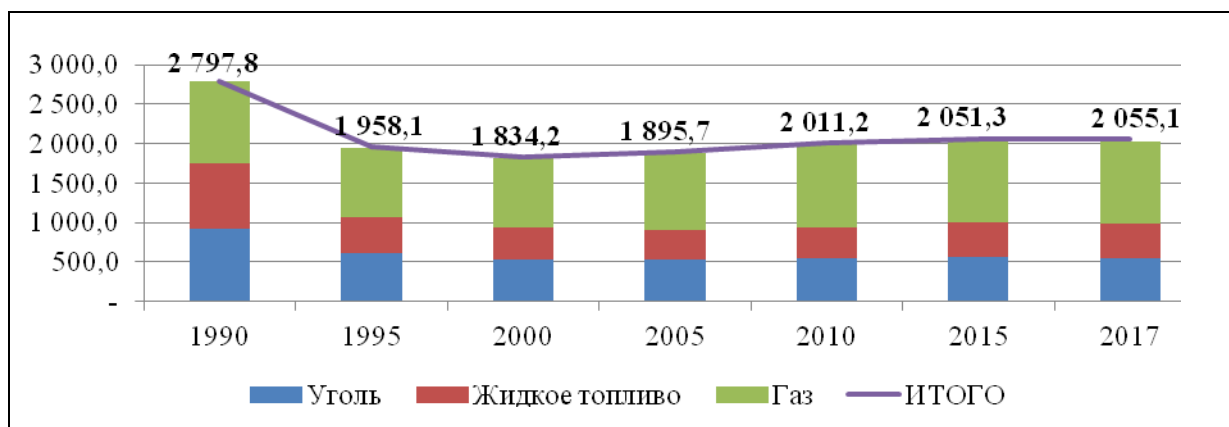












Рисунок 4.4 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в странах СНГ, млн т

Таблица 4.7– Выбросы CO₂ при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/1990 %
	0,4	0,0						-100,0
	1,0	0,0			0,0	0,0	0,0	-100,0
	9,6	5,5	3,8	2,4	2,1	2,9	3,3	-66,1
	158,7	114,3	74,7	102,7	137,6	141,9	146,8	-7,5
	10,2	1,3	1,9	2,2	2,8	4,5	3,6	-65,1
	7,9	2,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	-94,8
	707,2	483,7	443,1	413,6	405,0	411,1	387,9	-45,1
	2,5	0,1	0,0	0,2	0,4	1,8	3,5	38,9
	1,2							-100,0
	14,0	4,5	4,6	4,3	4,2	6,6	7,6	-45,6
ИТОГО	912,6	611,7	528,7	525,8	552,6	569,3	553,1	-39,3

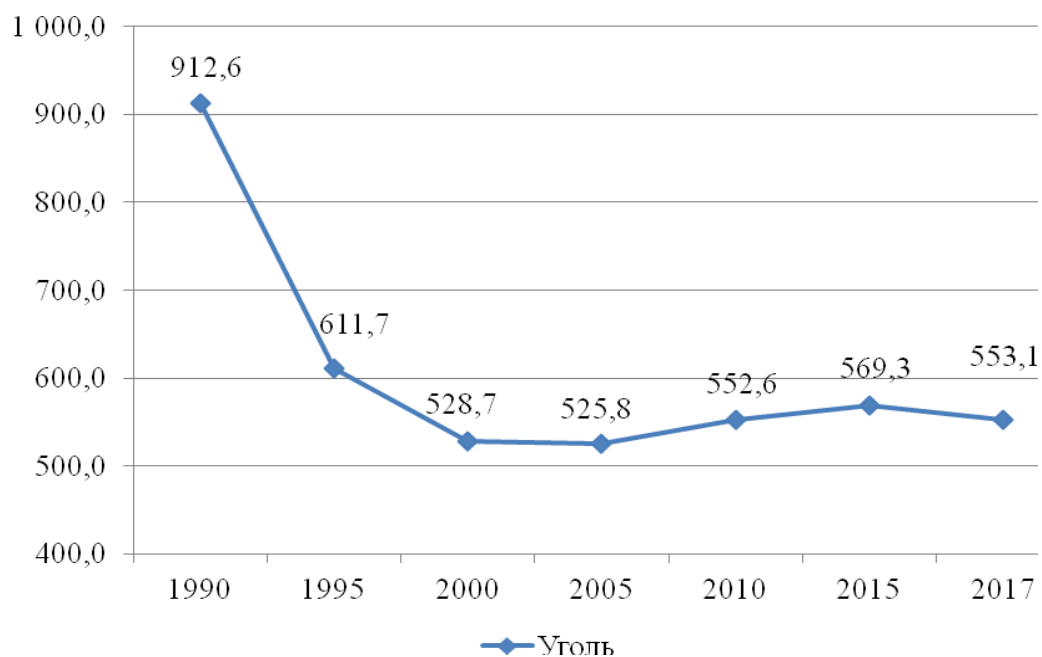


Рисунок 4.5– Выбросы CO₂ при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т.

Политика и цели являются важными факторами для привлечения инвестиций в области возобновляемой энергетики и энергоэффективности. Политические процессы в регионе все еще развиваются, причем приоритет отдается определению целей и политики регулирования (Таблица 4.7). Практически все страны имеют стратегические документы с изложением своих приоритетов, по крайней мере, по одной технологии использования возобновляемых источников энергии.

Таблица 4.7 – Механизмы поддержки проектов ВИЭ

										
Политика регулирования										
Обязательство по использованию биотоплива / мандат			X			X				
Обязательные квоты сетей по покупке э/э		X	X			X	X*			
Льготные тарифы / премиальные выплаты	X	X	X	X	X	X	X**			
Обязательства по покупке тепла/ мандат						X				
Система чистых измерений	X	X	X			X				
Цели развития возобновляемой энергетики	X	X	X	X	X	X	X	X		
Проведение тендеров				X		X	X			
Торгуемые зеленые сертификаты			X		X	X		X		
Налоговые льготы и госфинансирование										
Капитальные субсидии /скидки			X				X			
Оплата производства энергии	X	X	X	X	X		X	X		
Инвестиционные или производственные налоговые льготы			X	X	X			X		
Государственные инвестиции, кредиты или гранты	X	X	X	X	X	X		X		
Примечания:										
* Предусмотрена обязанность электросетевых организаций на розничных рынках в первую очередь приобретать для компенсации потерь электроэнергию, производимую на основе использования ВИЭ.										
** Гарантированные платежи за мощность объектов ВИЭ.										

Республика Армения.

В Республике функционируют свыше 200 энергогенерирующих установок с использованием возобновляемой энергии, в том числе: 186 малых ГЭС, 1 биогазовая ЭС, 3 ВЭС, 9 СЭС общей установленной мощностью 414 МВт.

Сооружение малых ГЭС (МГЭС) в Армении является приоритетным направлением развития ВИЭ. В Республике большинство МГЭС, среди которых проектируемые, естественных водотоках.

Целевые показатели развития солнечной и ветровой генерации в Армении приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8⁴²

Год	Производство электроэнергии, ГВт*ч		Установленная мощность, МВт	
	Солнце	Ветер	Солнце	Ветер
2025	80	232	80	100

Республика Беларусь. Государственный кадастр возобновляемых источников энергии Республики Беларусь насчитывает свыше 300 действующих установок общей мощностью 500 МВт. В их числе 98 установок по использованию энергии ветра (110 МВт), 95 установок по использованию энергии солнца (более 150 МВт), 29 гидроэнергетических (86,06 МВт) и 32 биогазовые установки (41,3 МВт)⁴³.

Согласно концепции энергетической безопасности Республики Беларусь доля объема производства первичной энергии из возобновляемых источников должна составлять 6 % в объеме валового потребления топливно-энергетических ресурсов в 2020 году, 8 % - в 2030-м, 9 % - в 2035-м. Указ Президента Республики Беларусь 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии» устанавливает, что создание установок по использованию возобновляемых источников энергии осуществляется в пределах квот на создание таких установок. По результатам состоявшегося 29 апреля 2020 г. заседания Республиканской межведомственной комиссии по установлению, распределению, высвобождению и изъятию квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии установлены следующие квоты на 2022-2023 годы:

Таблица 4.9 Квоты на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии на 2022-2023 годы (МВт)

Вид возобновляемого источника энергии	2022 год	2023 год
с использованием энергии ветра	19,8	10,0
с использованием энергии биогаза	5,0	10,0
с использованием энергии солнца	0	10,0
с использованием энергии естественного движения водных потоков	0	29,16
с использованием энергии древесного топлива, иных видов биомассы	2,6	3,0
с использованием тепла земли и иных источников энергии, не относящихся к невозобновляемым	0	40,0
ИТОГО:	27,4	102,16

В Республике Беларусь приоритетными направлениями развития возобновляемых источников энергии и смягчения последствий интеграции генерирующих источников возобновляемых источников энергии в сеть являются:

⁴² https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/EERR/ARMENIA_IDR_2017_Final_EN.pdf

⁴³ <https://www.belta.by/comments/view/kak-v-belarusi-razvivaetsja-vozobnovljaemaja-energetika-7063/>

- наряду с освоением объектов солнечной и ветровой генерации приоритетным направлением развития ВИЭ является биоэнергетика;
- использование ВИЭ при производстве тепловой энергии;
- участие ВИЭ в регулировании нагрузки энергосистемы;
- использование рыночных механизмов в ценообразовании на электроэнергию, производимую ВИЭ, для достижения баланса между эффективностью инвестиций в возобновляемую энергию и конкурентоспособностью цен на электроэнергию, произведенную из ВИЭ;
- выбор площадки для строительства генераторов с использованием возобновляемых переменных, чтобы избежать концентрации в одном месте;
- аукционы комплексного типа, в т.ч. в рамках механизма распределения квот, на котором будет выставлен участок с указанием диапазона возможной мощности выработки электроэнергии (квота) в зависимости от подключения источника питания, расчетной стоимости платежей в местные бюджеты и т. д. ;
- расширение использования энергии, вырабатываемой из ВИЭ, предназначенных исключительно для предпринимательской деятельности их владельцев, для обеспечения тех процессов, для которых график спроса на электроэнергию совпадает с графиком производства электроэнергии.

Республика Казахстан. Стратегическими документами Республики Казахстан (Концепция по переходу к «зеленой экономике», Стратегия «Казахстан-2050») поставлена цель значительно увеличить долю альтернативной и возобновляемой энергии в энергобалансе страны. В настоящее время в стадии обсуждения находится документ «О внесении изменения в постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года». Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, в качестве базового рассматривается сценарий сбалансированного развития традиционной и альтернативной энергетики. Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению, обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой и снизить уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей. С целью обеспечения инвестиционной привлекательности и увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе предусматривается строительство новых маневренных генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, а также развитие объектов малой автономной и распределенной генерации ВИЭ.

Согласно Концепции перехода к «зеленой экономике» и Стратегическому плану развития Республики Казахстан до 2025 года, доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии должна составлять 3 % к 2020 г., 6 % к 2025г., 10% к 2030 г. и 50 % (альтернативные и ВИЭ) в 2050 г. (Рис.4.6).

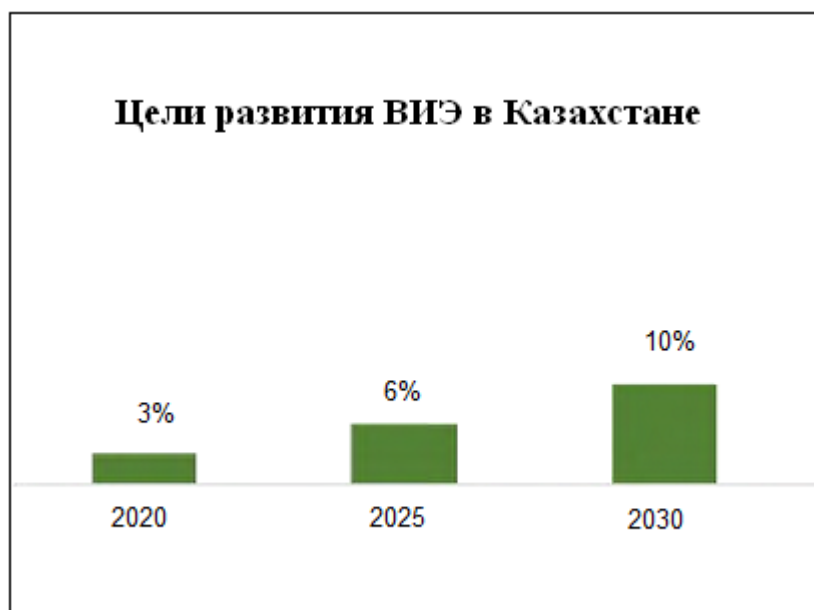


Рисунок 4.6 – Целевые индикаторы развития ВИЭ в Казахстане

В настоящее время в стадии обсуждения находится документ «О внесении изменения в постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года». Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, в качестве базового рассматривается сценарий сбалансированного развития традиционной и альтернативной энергетики. Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению, обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой и снизить уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей. С целью обеспечения инвестиционной привлекательности и увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе предусматривается строительство новых маневренных генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, а также развитие объектов малой автономной и распределенной генерации ВИЭ. Доля ВИЭ включая ГЭС, в структуре установленной мощности ЕЭС РК, на уровне 2030г. по базовому варианту составит не менее 20%.

Республика Кыргызстан. Для Кыргызстана приоритетом внедрения малых и микроГЭС являются распределенная / автономная генерация в изолированных (не подключенным в единую электроэнергетическую систему) районах.

Девять электростанций работающих на ВИЭ (МГЭС) имеют суммарную мощность 40 МВт. При этом страна практически не реализует имеющийся потенциал по развитию других видов ВИЭ, например, солнечной энергетики, за исключением небольших пилотных проектов.

С 2016 года Кыргызская Республика является членом Глобального партнерства по действиям в области зеленой экономики (PAGE), совместной инициативы пяти учреждений ООН - ПРООН, ЮНЕП, МОТ, ЮНИДО и ЮНИТАР⁴⁴.

Партнерство достигается путем предоставления технической и финансовой поддержки для анализа возможностей зеленой экономики, реформирования политики

⁴⁴ <https://www.kg.undp.org/content/kyrgyzstan/ru/home/projects/partnership-for-action-on-green-economy.html>

во всех секторах экономики и создания индивидуального и институционального потенциала для обеспечения устойчивости.

Министерство экономики Кыргызской Республики является бенефициаром этой инициативы и основным координирующим государственным органом по внедрению PACE в Кыргызской Республике.

В 2019 году правительство приняло Программу развития зеленой экономики на 2019-2023 годы с соответствующим планом действий⁴⁵. Программа определила семь приоритетных областей: зеленая энергия; зеленое сельское хозяйство, зеленая промышленность; низкоуглеродистый и экологически чистый транспорт; устойчивый туризм; управление отходами; и зеленые города. В настоящее время правительство сосредоточено на реализации приоритетов Программы.

К 2023 году планируется ввести не менее 50 МВт мощности ВИЭ, включая малые ГЭС, солнечные и биогазовые установки. В 2020 году создан новый Координационный механизм по зеленой экономике и изменению климата.

Республика Таджикистан. Таджикистан обладает значительными энергетическими запасами ресурсов ВИЭ. В республике зарегистрированы более 285 действующих малых ГЭС мощностью от 5 до 4300 кВт. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются Государственными. Компания «Памир Энерджи» управляет одиннадцатью малыми и мини ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт.

По оценкам Министерства энергетики и водных ресурсов в настоящее время в Таджикистане используется менее 4% имеющегося потенциала от технических возможных и экономически эффективных запасов гидроресурсов и менее 1% от других видов ВИЭ. Около 10% населения Таджикистана проживает в горных труднодоступных районах по долинам мелких рек и водотоков вдали от централизованных систем электроснабжения. Наиболее перспективным здесь является применение современных ВИЭ: энергия малых рек, солнечная энергия, геотермальные воды, энергия ветра и биоэнергия.

В 2016 году утверждена Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года⁴⁶, одной из ключевых целей которой является обеспечение энергетической безопасности и эффективное использование электроэнергии в Республике Таджикистан. В данной стратегии поставлена цель трёхкратного увеличения производства электроэнергии страны (с 17 до 45 млрд. кВт/ч), что даст мощный рывок для развития энергетического сектора республики. На развитие топливно-энергетического комплекса ежегодно выделяется более 300 млн. долларов США⁴⁷.

Республика Узбекистан. В Республике Узбекистан, утверждены долгосрочные целевые показатели развития ВИЭ, предусматривающие увеличение доли производства электрической энергии с использованием ВИЭ до уровня не менее 20% к 2025 году и до уровня не менее 25% к 2030 году⁴⁸. Для достижения показателей развития ВИЭ намечается строительство почти 10 ГВт новых объектов ВИЭ, в том числе 5 ГВт солнечных (без учёта мощностей индивидуальных домохозяйств), 3 ГВт ветровых и 1,9 ГВт гидроэлектростанций (рис.4.7).

⁴⁵ <http://mineconom.gov.kg/froala/uploads/file/8df6cce6ee2693ee40b9568a9d695c9727610028.pdf>

⁴⁶ <https://nafaka.tj/images/zakoni/strategiya/>

⁴⁷ http://www.tj.undp.org/content/dam/tajikistan/docs/library/UNDP_TJK_SE4ALL_Rapid_Assessment_and_gap_analysis_Rus.pdf.

⁴⁸ <https://minenergy.uz/ru/lists/view/32>

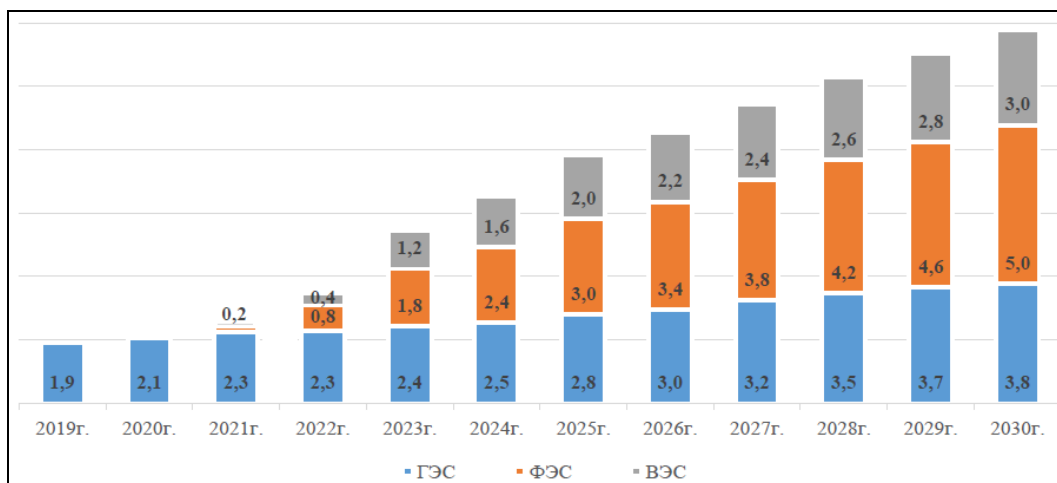


Рисунок 4.7 – Структура генерации Республики Узбекистан на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

В ветроэнергетике приоритетным направлением будет создание крупных ветропарков, с единичной мощностью 100-500 МВт, большинство которых будет сосредоточено в Северо-Западном регионе. В остальных регионах республики будут построены солнечные ФЭС мощностью 50-200 МВт. При этом, крупные солнечные ФЭС (суммарно более 300 МВт) постепенно будут оснащены системами накопления энергии промышленного масштаба для обеспечения стабилизации переменной генерации и регулирования пиковых нагрузок. Также будет уделено внимание созданию изолированных (не подключенным в единую электроэнергетическую систему) солнечных ФЭС малой мощности в отдаленных населенных пунктах республики, а также в регионах, где намечено развитие экотуризма. Кроме того, будет развиваться строительство солнечных ФЭС средней мощности (1-20 МВт) для производства электрической энергии на собственные нужды промышленных предприятий и индустриальных парков.

Принимая во внимание возможный рост способности потребителей вырабатывать электрическую энергию для собственных нужд и поставки излишка ее объема в единую электроэнергетическую систему, а также в целях стимулирования активизации внутриреспубликанского инвестиционного потенциала, утверждена целевая программа по установке порядка 150 тысяч солнечных ФЭС (мощностью по 2-3 кВт) и водонагревателей (в среднем 200 литров) в 2-2,5 процентах домохозяйств в 2021-2025 годах.

Анализ современного состояния и перспективных планов развития национальных энергосистем, а также ответов респондентов позволяют выделить следующие ключевые проблемы электроэнергетической отрасли и ВИЭ характерные практически для всех стран-бенефициаров проекта:

- высокий уровень износа электрических и тепловых сетей; основного и вспомогательного оборудования ТЭС и ГЭС;
- отсутствие заинтересованности энергопроизводящих организаций к внедрению энергоэффективных и энергосберегающих технологий;
- дефицит маневренных электростанций;
- низкая эффективность действующих установок золоулавливания и газоочистки на угольных ТЭС;
- действующие нормативы выбросов вредных веществ, значительно уступающие нормативам передовых стран;
- неразвитость переработки золошлаковых отходов угольных ТЭС;
- отсутствие долгосрочных планов развития систем электро-и теплоснабжения регионов;
- относительно низкие тарифы на электроэнергию;

- снижение уровня подготовки высококвалифицированных кадров;
- низкая заработная плата и, как следствие, нехватка квалифицированных кадров для производства энергии;
- дефицит инвестиций в модернизацию основных фондов;
- ограниченный объем резервных электрических мощностей при быстром темпе ввода объектов по использованию ВИЭ;
- слабое развитие автономной и распределенной генерации, на уровне отдельных районов домохозяйств и фермерских хозяйств с использованием ВИЭ;
- основными ограничителями развития ВИЭ в рассматриваемых странах являются нормативно-правовые и финансовые факторы.

Практически все респонденты отметили, что существующая система подготовки кадров для развития ВИЭ не соответствует перспективным требованиям (в условиях масштабного внедрения ВИЭ) и все её элементы требуют фундаментального совершенствования.

5. Выводы

В настоящее время электроэнергетика многих стран мира претерпевает значительные изменения, цель которых — обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех – ЦУР7⁴⁹. Эта цель достигается за счет активной интеграции различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком диапазоне мощностей от небольших объектов распределенной генерации до крупных сетевых электростанций, что влечет за собой трансформацию энергосистем.

Основными факторами, определяющими быструю трансформацию энергетических систем в мире, являются:

- стремление повысить надёжность и эффективность работы энергетических систем;
- стремление расширить доступность энергии с использованием инновационных технологий;
- стремление обеспечить высокий уровень экологической и климатической безопасности.
- уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии;
- развитие электрификации экономики;
- расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем.

При этом использование возобновляемых источников энергии в сочетании с повышением энергоэффективности рассматривается, как основные меры достижения указанного решения по климату;

Успешный переход потребует должного рассмотрения трех ключевых аспектов: технического, экономического и институционального. Приоритет будет отдаваться улучшению координации между операторами сетей передачи и распределения электрической энергии. Кроме того, в управление должны быть включены совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы.

Во многих странах мира идёт активный процесс **создания политических, рыночных и регулирующих условий**, а также установление практики планирования и функционирования энергетических систем, которые ускоряют инвестиции, инновации и использование интеллектуальных, эффективных, надёжных и экологически безопасных технологий.

Для обеспечения согласованной работы различных типов источников генерации, систем передачи и распределения энергии, систем управления спросом, устройств хранения энергии и других систем ключевое значение имеет комплексное планирование. В настоящее время **все страны СНГ подписали и ратифицировали Парижское соглашение по климату**, определили соответствующие вклады (INDC) и разработали планы действий по их реализации на национальном уровне.

Одна из проблем, с которой в настоящее время сталкиваются многие страны в своих усилиях по широкомасштабному использованию возобновляемых источников энергии, - это нехватка квалифицированного технического персонала. Электроэнергетика стран СНГ - это более 330 ГВт установленной мощности электростанций с годовой выработкой электроэнергии около 1400 ТВтч. В рамках объединения электроэнергетических систем государств-участников СНГ семь национальных энергосистем государств Содружества (кроме энергосистем Республики Армения,

⁴⁹ <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

Республики Таджикистан и Туркменистана) работают синхронно. Энергетика многих стран СНГ работает на «низкоуглеродных» и / или «безуглеродных» источниках энергии:

- В Республиках Таджикистан и Кыргызстан электроэнергия производится в основном, на крупных гидроэлектростанциях;

- Тепловые электростанции в Туркменистане, Республике Беларусь, Узбекистане, Молдове и Азербайджанской Республике, составляющие основу электроэнергетики этих стран, работают на природном газе;

- В структуре генерирующих мощностей Республики Армения определяющую роль играют ГЭС, АЭС и тепловые электростанции на природном газе.

Несмотря на достигнутый прогресс, диверсификация устойчивых источников энергии пока не достигнута. Необходимо активно внедрять технологии возобновляемой энергии и инвестировать в будущее устойчивые энергетические системы.

В процессе трансформации энергосистем в регионе **актуальным является выполнение следующих работ:**

- Определение ключевых направлений и целевого видения развития электроэнергетики государств-участников СНГ с учетом долгосрочной перспективы (на период до 2050 года).

- Создание институциональной основы, а в целом - интегрированной системы менеджмента, определяющей нормативные, технологические и экономические правила для оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса государств-участников СНГ в контексте процессов трансформации энергосистем. в стране и в мире.

- Создание совместной программы по развитию технологической и экономической основы для построения будущей эффективной и устойчивой интегрированной энергетической системы государств-участников СНГ для достижения ЦУР7.

Для развития возобновляемой энергетики в странах бенефициарах проекта мы предлагаем следующие **рекомендации:**

- Интегрировать солнечную и ветровую энергию в энергетические системы.

- Создать национальные институты энергетического планирования будущего.

- Совершенствовать методы унификации актуальной, надежной и оперативной статистики.

- Разработать законодательные меры для поддержки интеграции переменных возобновляемых источников энергии в энергосистемы.

- Использовать международный опыт для гармонизации национальных и международных энергетических стандартов.

- Использовать современные технологии для эффективного производства солнечной и ветровой энергии.

- Реализовать меры по снижению выбросов парниковых газов в энергетическом секторе.

- Улучшить условия модернизации энергетических систем, использующих генерацию на основе солнечной и ветровой энергии.

- Разработать руководство для потенциальных инвесторов в объекты возобновляемой энергетики.

- Подготовить национальные кадры для интеграции солнечной и ветровой генерации в энергетические системы.

Более подробные рекомендации можно найти в брошюре **«Роль солнечной и ветровой энергия в трансграничном энергетическом сотрудничестве в странах бенефициарах проекта».**

Приложение

II.1 Основные цели и задачи государств – участников СНГ в области использования ВИЭ, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, развития производства высокотехнологичного энергетического оборудования

20 ноября 2013 года Решением Совета глав правительств СНГ были утверждены Концепция сотрудничества государств-участников СНГ в области использования ВИЭ и План первоочередных мероприятий по ее реализации⁵⁰. Концепция представляет совокупность согласованных взглядов и подходов государств-участников СНГ к сотрудничеству в сфере использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и определяет принципы, механизмы и основные направления такого сотрудничества.

Цели сотрудничества государств-участников стран СНГ в сфере использования ВИЭ включают в себя, в том числе:

- повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения;
- вовлечение в топливно-энергетический баланс дополнительных топливно-энергетических ресурсов и его оптимизация;
- сокращение затрат на производство, распределение и транспортировку электрической энергии и топлива;
- снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- обеспечение эффективного использования энергетического потенциала государств – участников СНГ и устойчивого развития общего энергетического потенциала Содружества;
- развитие инновационных технологий и науки в области использования ВИЭ.

Основные задачи государств-участников стран СНГ в сфере использования ВИЭ включают в себя, в том числе:

- формирование и развитие эффективной технико-технологической базы по использованию ВИЭ;
- рассмотрение возможных подходов к осуществлению гармонизации технологических норм и правил государств – участников СНГ при использовании ВИЭ;
- развитие общего информационного пространства в сфере использования ВИЭ;
- изучение и распространение международного опыта и опыта государств – участников СНГ в области развития ВИЭ;
- обеспечение доступности и унификации статистических данных в области использования ВИЭ.

Таким образом, среди целей и основных задач сотрудничества государств-участников СНГ в сфере использования ВИЭ изучение и распространение международного опыта и опыта государств-участников СНГ, обеспечение доступности и унификации статистических данных в области ВИЭ рассматриваются как необходимый первый шаг создания благоприятной рыночной среды для развития возобновляемой энергетики.

1 июня 2018 года Решением Совета глав правительств СНГ утверждена Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации.

Основные цели сотрудничества, включают в себя:

⁵⁰ <http://e-cis.info/page.php?id=23882>

– содействие развитию энергетики государств - участников СНГ на основе новых технологий, конкурентоспособных как на внутреннем, так и внешних рынках, обладающих высоким экспортным потенциалом;

– снижение энергоемкости экономики и масштабное внедрение энергоэффективных технологий, включая использование альтернативных и возобновляемых источников энергии;

– снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду и климат в рамках производства (добычи) и использования энергетических ресурсов;

Основные задачи сотрудничества в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, включают в себя:

– развитие системы межгосударственного взаимодействия и координации инновационной деятельности в ТЭК;

– развитие межгосударственной кооперации в сфере инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий;

– разработку предложений по внедрению экономических стимулов и механизмов повышения инновационной активности предприятий ТЭК;

– развитие научно-технологического потенциала в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий;

– обмен опытом в сфере инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, подготовки и повышения квалификации кадров в этой области.

20 ноября 2018 года Решением Совета глав правительств СНГ были утверждены Концепция сотрудничества государств-участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования, которая включает в себя следующие цели сотрудничества:

– снижение зависимости от поставок средств и технологий из третьих стран, обеспечивающих развитие энергетической отрасли;

– углубление кооперационных связей между хозяйствующими субъектами энергетической отрасли государств – участников СНГ;

– развитие инновационных технологий и науки в энергетической сфере;

– повышение конкурентоспособности смежных отраслей;

– обмен опытом в области энергетического оборудования;

– создание базы знаний в области разработки, производства и эксплуатации энергетического оборудования.

Достижение этих целей может быть осуществлено путем решения следующих задач:

– изучение и распространение опыта профильных ведомств и организаций государств – участников СНГ в энергетической сфере;

– содействие развитию благоприятных условий для реализации проектов по применению энергетического оборудования, произведенного в государствах – участниках СНГ;

– формирование и развитие эффективной технико-технологической базы;

– сближение технологических норм и правил государств – участников СНГ;

– развитие и укрепление взаимодействия между профильными ведомствами и организациями государств – участников СНГ;

– развитие научно-технической базы и проведение совместных исследований и разработок, а также организация совместного производства.

II.2 Развитие электроэнергетической инфраструктуры

2.1 Опыт Италии⁵¹

Италия начала разработку солнечных фотоэлектрических и ветровых проектов в начале 2000-х годов. Мощность VRE выросла с примерно 1 ГВт до почти 5 ГВт в течение пяти лет (2004–2009 гг.). В основном она была установлена в южных регионах, в то время как основные центры нагрузки остаются в городах среднего севера страны. Это изменило схемы потока энергии (Рис.1) и привело к перенасыщению и недоотпуску электроэнергии (Рис.2). В 2018 году солнечные фотоэлектрические и ветровые установки в Италии превысили 20 ГВт и 10 ГВт соответственно.

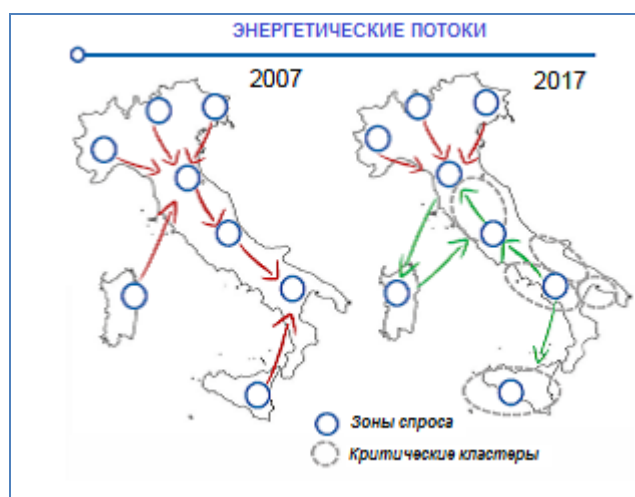


Рис.1. Схемы потоков энергии в Италии

С тех пор в стране был применен ряд мер, и повышение динамической пропускной способности линий (DLR) внесло значительный вклад в снижение недоотпуска электроэнергии из-за ограничений передачи. Повышение DLR - это относительно недорогая мера с коротким сроком реализации, которая сыграла важную роль в значительном сокращении уровней недоотпуска электроэнергии до 1-2% в Италии за очень короткий период. С тех пор такие уровни практически не изменились благодаря другим мерам, таким как развитие магистральных ЛЭП и постоянное развитие интеллектуальных сетей в регионе Апулия.

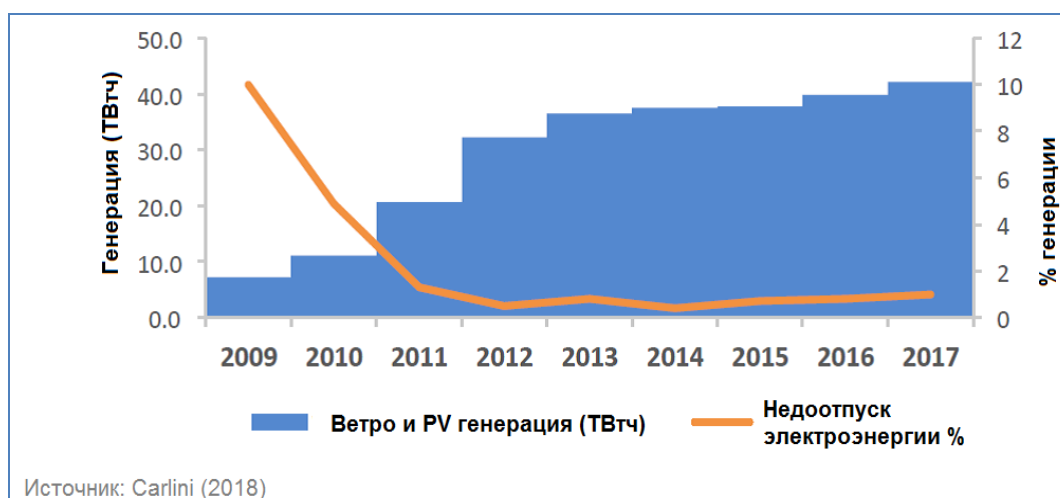


Рис.2. Сокращение уровня недоотпуска электроэнергии в регионе Апулия

⁵¹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_G20_grid_integration_2019.pdf

Помимо поддержки растущего количества распределенной солнечной PV генерации, которая требует активного управления сетью, проект «умной сети» также должен предусматривать в краткосрочной перспективе поэтапный отказ от крупных угольных электростанций, которые остаются в эксплуатации, для регулирования напряжения в энергосистеме региона. В этом контексте синхронные компенсаторы сократили количество станций, считавшихся необходимыми для безопасности энергосистемы на Сардинии, сэкономя миллионы евро.

2.2 Опыт Германии

Немецкий опыт показал, что расширение связей между энергосистемами различных областей снижает резервные требования. Ранее резервы закупались четырьмя немецкими TSO – системный оператор магистральных сетей (отдельно, что в итоге приводило к одновременной активации резервов в противоположных направлениях (положительное/отрицательное)). Немецкое сотрудничество в рамках сетевого кодекса решило эту проблему, что привело к созданию общего рынка контрольного резерва, где участники торгов могут предлагать свою продукцию во всех зонах TSO. Вместе с более короткими рыночными интервалами (до 15 минут на спотовом рынке) резервные требования и цена снизились в период между 2008 и 2014 годами, а мощность VRE увеличилась почти на 50 ГВт за тот же период.

Кроме того, изменения в сетевом кодексе страны позволили интегрировать больше возобновляемых источников энергии при сохранении надежности энергосистемы. Из-за большого количества фотоэлектрических проектов в распределенной сети (70% от общего числа) в германском сетевом кодексе есть специальные положения, касающиеся требований к реактивной мощности в низковольтных распределительных сетях, а также частотных отклонений, которые могут вызвать лавинообразный эффект из-за одновременное отключение всех фотоэлектрических систем (пресловутая проблема с частотой 50,2 Гц). В связи с этим были введены стимулы для модернизации старых установок.

Участие возобновляемых источников энергии в энергосистеме Германии расширяется, и в течение всей недели недавно 65% спроса были удовлетворены за счет возобновляемых источников энергии, после рекордного года в 2018 году, в течение которого 40% спроса были удовлетворены за счет возобновляемых источников энергии. Кроме того, 3 марта 2019 года на долю возобновляемых источников энергии приходилось 90% всего энергопотребления - особенно ветреное воскресенье. Такой сильный рост, однако, оказал существенное давление на систему.

Немецкая энергосистема была уравновешена обычными энергоблоками в дополнение к экспорту в соседние страны. Тем не менее, случаи повторной диспетчеризации имели место из-за дисбаланса энергии и напряжения в результате наличия узких мест в немецкой энергосистеме. Количество этих событий возрастает год от года и, по сути, происходят в моменты перенасыщения в направлении север-юг, когда электростанции на юге и западе должны наращивать выработку, чтобы удовлетворить потребности региона, которые ранее планировалось удовлетворить ветром с севера. Из-за задержек расширения сети и временного вывода из эксплуатации сетевых активов, а также увеличения экспорта в соседнюю на юге Австрию и досрочного останова атомной электростанции, случаи повторной диспетчеризации в 2015 году были обычными явлениями. В 2015 году затраты на повторную диспетчеризацию достигли 412 млн евро, что примерно в три раза выше затрат в 2010 году. В последнее время затраты на повторную диспетчеризацию упали с 391 миллиона евро в 2017 году до 351 миллиона евро в 2018, и дальнейшее снижение ожидается, когда в системе появятся новые линии электропередачи.

Федеральный закон о расширении сети предусматривает строительство 7 700 км линий электропередачи в целях расширения и укрепления сети. До настоящего времени

было одобрено 1800 км и реализовано 1 100 км. Увеличение количества новых линий со 150 до 1 100 км оказало положительное влияние на энергосистему Германии. Например, затраты на управление узкими местами в зоне TSO компании «50 Hertz» снизились с 346 миллионов евро в 2015 году до 187 миллионов евро в 2017 году. Этот прогресс связан с вводом линий электропередачи на юго-западе в 2017 году и дополнительные 5 ГВт пропускной способности в южном направлении, что также важно для дальнейшего вывода из эксплуатации атомных станций на юге. Хотя улучшения были достигнуты, сеть все еще требует дальнейшего улучшения.

Хотя в целом укрепление сетей эффективно в качестве средства поддержки интеграции возобновляемых источников энергии, более сильный интегрированный европейский рынок, который увеличивает трансграничную торговлю, может также увеличить затраты на повторную диспетчеризацию в случае Германии. Это может произойти после того, как клиринг европейских рынков на сутки вперед рассмотрит Германию как единый узел, не учитывая внутренние ограничения сети. Немецкая стратегия также включает в себя соединение секторов с помощью электромобилей, электрификацию теплоснабжения и использования энергии для производства водорода.

2.3 Опыт Китая

Быстрое внедрение VRE в течение последнего десятилетия в Китае сопровождалось значительным недоотпуском электроэнергии. Тем не менее, ряд мер позволил учесть растущие доли солнечной и ветровой энергии, в результате чего значительно снизились уровни сокращения (Рис. 4).

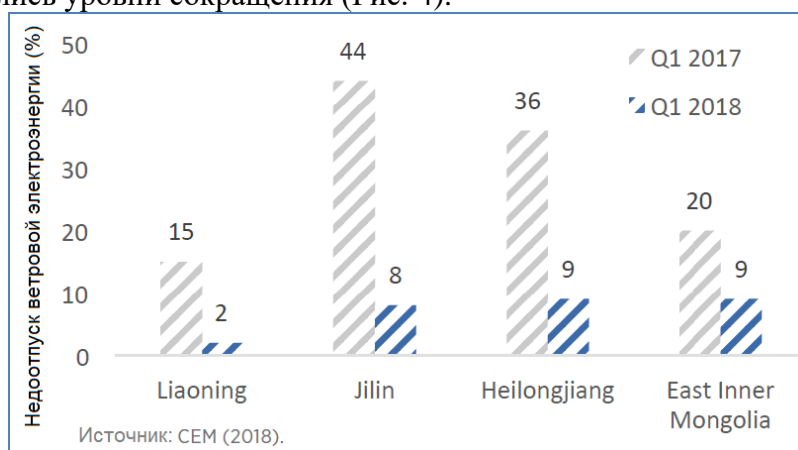


Рис.3. Сокращение уровня недоотпуска электроэнергии в регионах Китая

Как и во многих других странах, проекты ветрогенерации расположены вдали от центров нагрузки. Кроме того, в тех же регионах, где развивалась ветрогенерация, остальная часть выработки электроэнергии обеспечивалась негибкими угольными электростанциями (ТЭЦ), на которые приходится значительная доля тепловой и электрической энергии. Эти агрегаты имеют решающее значение для подачи тепла в зимний период и, следовательно, работают на высоких эксплуатационных уровнях в течение сезона (минимальная нагрузка составляет 70%).

Уровень недоотпуска электроэнергии на ветряных электростанциях снизился до 7% в 2018 году с 13% в предыдущем году, в то время как на солнечных PV станциях он снизился до 3% с 5,8% за тот же период.

Негибкость угольных электростанций представляет очень ограниченные возможности для развития VRE генерации. Из-за этого китайское правительство модернизировало старые угольные электростанции, чтобы уменьшить минимальные уровни нагрузки. Это оказалось наиболее выполнимым подходом для добавления гибкости в краткосрочной перспективе из-за более низких сроков и более низких затрат по сравнению с инвестициями в газовые турбины с открытым циклом или

гидроаккумулирование, среди других вариантов. Кроме того, финансовые инструменты предоставили электростанциям стимулы для гибкости, такие как выпуск вспомогательных услуг и пилотные проекты на спотовом рынке. Эти новые потоки доходов также сыграли важную роль в компенсации потерь доходов из-за сокращения рабочих часов.

Усиление энергосистемы и другие действия по улучшению использования сетевых активов, такие как создание механизмов совместного использования резервов для региональных электрических сетей, балансирование в реальном времени и центры торговли электроэнергией на национальном и провинциальном уровнях, также поддержали развитие VRE в Китае.

Помимо приоритетного внимания к диспетчеризации проектов VRE, Китай с 2016 года также запустил динамическую (ежегодную) систему оповещения о рисках, чтобы предотвратить дальнейшее развития ветрогенерации в местах, с сетевыми ограничениями, до тех пор, пока не будут приняты необходимые меры, перенаправляя инвестиции туда, где сеть готова разместить дополнительную переменную генерацию.

II.3 Основные вызовы и возможности децентрализации

Децентрализация опирается на несколько технологий с различными последствиями для сети:

- **Распределенная генерация** из возобновляемых источников (прежде всего фотоэлектрических солнечных) снижает спрос в солнечные часы дня.
- **Распределенное аккумулирование** хранит электрическую энергию локально для использования в пиковые периоды или в качестве резервного питания, выравнивая пики и спады спроса.
- **Энергоэффективность** позволяет снизить энергопотребление, предоставляя те же услуги, что снижает общий спрос.
- **Управление спросом** позволяет контролировать использование энергии в периоды пикового спроса и высоких цен, снижая пиковый спрос.



Рис.4. Технологии децентрализации

3.1 Распределенная генерация

Программы стимулирования, направленные на поощрение распределенной генерации в форме солнечных PV крышных технологий, чрезвычайно эффективны во многих случаях, и потребители приняли их во многих странах. В последние годы развертывание солнечных фотоэлектрических панелей резко возросло: глобальная установленная мощность достигла 260 ГВт (пик в гигаватт) в 2015 году и, как ожидается, превысит 700 ГВт к 2020 году. Этот рост привел к снижению установленной цены на бытовые солнечные фотоэлектрические системы примерно с 7 долларов США за Ватт в 2009 году до 3 долларов за ватт в 2015 году в США (и менее 3 долларов в некоторых частях Европы, например, в Германии). Новые технологии, такие как солнечная черепица на крыше и встроенная в оболочку дома фотоэлектрическая система, теперь становятся доступными, расширяя будущий потенциал распределенной генерации.

Вызовы

Традиционная структура регулирования системы электроснабжения была разработана для ограниченного числа крупномасштабных централизованных генерирующих активов, подключенных к сети, по которой электричество передавалось потребителям, и делилось односторонним потоком энергии с различными стоимостями для различных типов потребителей.

При распределенной генерации, распределительные сети становятся активными и электроэнергия течет в обоих направлениях, с большим количеством активных потребителей, участвующих в управлении и изменении профиля нагрузки, снижая спрос со стороны централизованной генерации. Требования, которые позволяют управлять потоком электроэнергии в режиме реального времени, включая пересмотренные роли сетевых операторов и надлежащие сетевые технологии, еще не полностью разработаны в большинстве стран наряду с надежными схемами оценки услуг распределенной генерации.

Возможности

Распределенная генерация может принести пользу потребителям и системе несколькими способами. Для потребителей солнечная энергия может быть привлекательным и экономичным вариантом, особенно в солнечных районах, где PV установки вырабатывают больше электроэнергии. Для системы в целом и для коммунальных услуг распределенная генерация может поставлять электроэнергию напрямую некоторому проценту потребителей и, в зависимости от состояния сетевой инфраструктуры, позволяет откладывать капитальные вложения на техническое обслуживание и модернизацию сетей и связанных с ними услуг, в периоды когда они становятся менее экономичными.

В некоторых случаях распределенная генерация может быть наиболее доступным и целесообразным способом удовлетворения роста нагрузки, особенно когда это будет слишком дорого или требует много времени или затруднено добавлением новой инфраструктуры. Например, в Южной Калифорнии закрытие атомной электростанции в Сан-Онофре и нехватка централизованной мощности привели к увеличению потребности в электроэнергии в напряженной зоне энергосистемы в западном Лос-Анджелесе. В результате сотни мегаватт были закуплены из распределенных ресурсов, что соответствует почти 10% от покрываемой нагрузки. На Гавайях высокие цены на землю и очень гористая местность в сочетании с солнечным климатом делают распределенную генерацию прагматическим решением. Эти технологии могут также играть роль в сельских микросетях, что будет особенно важно в районах, где нет доступа к электричеству.

3.2 Распределенное аккумулирование

По мере появления новых мощностей возобновляемых источников энергии потребность в аккумулировании будет становиться все более острой. Без аккумулирования, когда слишком много электроэнергии поступает в сеть в солнечные и ветреные дни или дни со сниженным спросом, предложение превышает спрос, и происходит отрицательное ценообразование. Таким образом, аккумулирование предлагает способ сглаживать пики и спады поставок и предотвратить экономические потери.

Сегодня аккумулирование в масштабах энергосистемы (перед счетчиком) составляет большую часть установленной емкости аккумуляторов, обеспечивая многочисленные функции системы, а также является эффективным способом дополнения пиковых электростанций. Аккумулирование за счетчиком позволяет потребителям хранить электроэнергию, вырабатываемую солнечными батареями на крыше, и использовать ее позднее, когда это необходимо, например, после захода солнца.

Прогнозы показывают, что спрос на хранение энергии, за исключением гидроаккумулирования, вырастет с 400 МВтч в мире в 2015 году до почти 500 ГВтч в 2025 году. Литий-ионные аккумуляторы будут составлять большую часть рынка, и они, вероятно, станут более экономичными, поскольку в огромных количествах разрабатываются и распространяются для использования в электромобилях, рынок, на котором спрос на эти батареи может достичь 293 ГВтч к 2025 году. Аккумулирование становится дешевле в результате технологических достижений и роста единичных емкостей, что позволяет увеличить масштаб внедрения. Согласно текущим прогнозам, к 2023 году сетевые аккумуляторы могут стать жизнеспособной альтернативой пиковым электростанциям. По мере снижения стоимости батарей стоимость аккумулирования может достичь сетевого паритета в конце 2020-х годов – переломный момент, после которого системные операторы смогут заменить маневренность пиковых станций путем использования сохраненного электричества, произведенного возобновляемыми источниками энергии.

Вызовы

Структурные барьеры включают в себя отсутствие ценовых сигналов для поощрения распределенного аккумулирования, отсутствие четкого определения аккумулятора как актива и плохую интеграцию с текущими процессами планирования. Эффективное хранение зависит от аккумулирования и выдачи электроэнергии в оптимальное время, а это, в свою очередь, зависит от четких и автоматических ценовых сигналов, отправляемых в интеллектуальные системы хранения. В настоящее время в большинстве электрических систем такие ценовые сигналы отсутствуют в реальном времени на уровне потребителей.

На сетевом уровне структура собственности и потенциальные доходы не были последовательно и четко разработаны, и эта неопределенность задерживает потенциальные инвестиции в сетевые активы. Аккумулирование может также обеспечить решение некоторых локальных проблем перегрузки на уровне распределения и, следовательно, отложить или избежать потенциальные инвестиции в обновление сетевой инфраструктуры. Однако аккумулирование обычно не включается в процессы планирования системы и, следовательно, его влияние не может быть полностью реализовано.

Возможности

В последние годы использование аккумулирования в коммерческих и промышленных условиях резко возросло.

Однако аккумулирование достигает своего наибольшего эффекта на системном уровне, когда оно подключено к сети, и полный набор услуг может быть реализован на различных уровнях, таких как услуги управления сетью (регулирование частоты, поддержка напряжения), сетевые услуги (адекватность ресурсов, снижение перенасыщений) и обслуживание потребителей (резервное питание, снижение платы за потребление).

3.3 Энергоэффективность

В странах МЭА инвестиции в эффективность с 1990 года помогли избежать потребления электроэнергии, эквивалентного примерно 5 миллионам домов в год. Потребление на освещение упало более чем на 75%, так как компактные люминесцентные лампы и светодиоды заменяют лампы накаливания. В США продукты с маркировкой Energy Star EPA, подтверждающей их эффективность, составляют 46% новых холодильников, 84% новых посудомоечных машин, 93% новых ЖК-мониторов, 53% новых компьютеров и 67% новых компактных люминесцентных ламп.

Вызовы

Несмотря на этот очевидный успех, внедрение энергоэффективных продуктов по-прежнему связано с длительными циклами замены приборов и оборудования (девять или более лет) и в значительной степени основано на технологических инновациях и стимулах.

Стандарты доказали свою эффективность в ускорении циклов замены, но не все программы повышения энергоэффективности были одинаково успешными. Некоторые были приняты в ограниченном виде и не оказали должного влияния, особенно программы переработки и сбыта, которые основаны на одобрении потребителями.

Например, программа Green Deal в Великобритании, которая предоставляла кредиты для финансирования мероприятий по повышению энергоэффективности, получила менее 1% погашений кредита в течение первых 16 месяцев, а позднее финансирование было остановлено. Программы переработки и сбыта были более эффективными, такие как Energy Star и программы, которые поощряют светодиодное освещение.

Возможности

Несмотря на ограничения, продукты и программы в области энергоэффективности заслуживают внимания, поскольку они часто являются самым дешевым способом удовлетворения потребностей в ресурсах. Снижение спроса в киловатт-часах обычно дешевле, чем удовлетворение спроса любым другим доступным ресурсом. При средней цене около 2–3 центов за кВт-ч, включая все составляющие цены, энергоэффективность является экономически эффективным ресурсом и значительно дешевле, чем инвестиции в дополнительную генерацию (см. Рис.5).

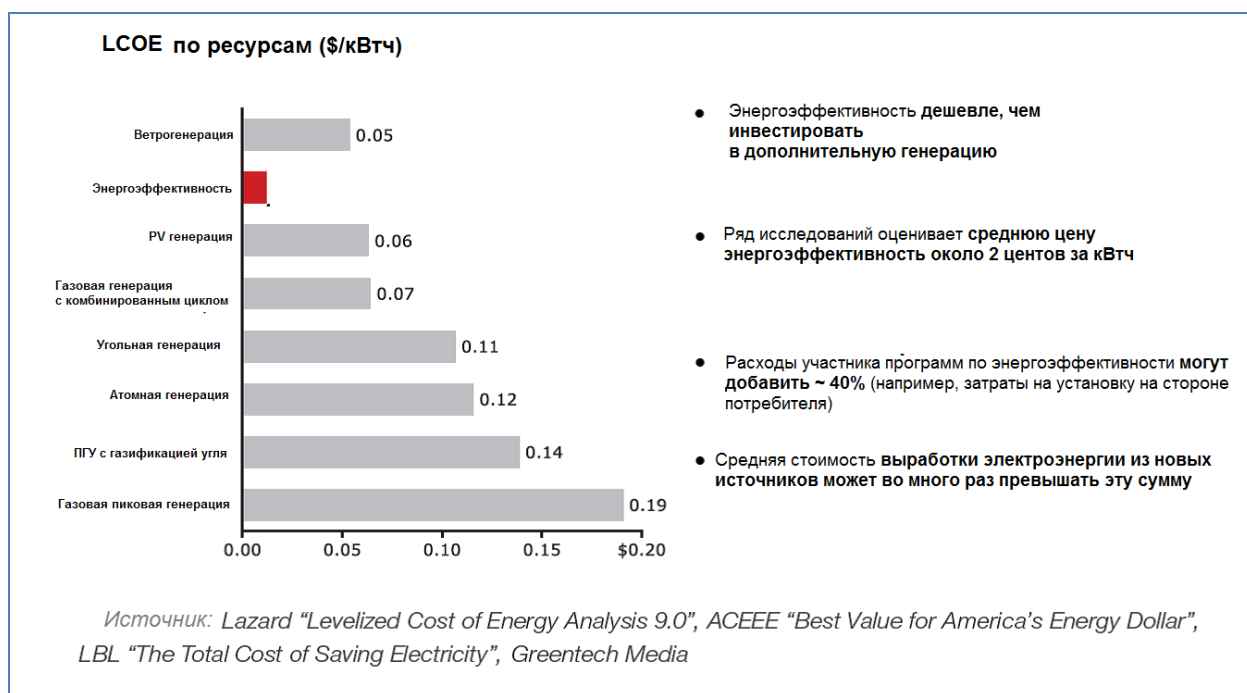


Рис.5 Полные приведенные затраты (LCOE) по ресурсам

По оценкам МЭА, каждый доллар, потраченный на энергоэффективность, позволяет избежать более 2 долларов на инвестиции в генерацию.

3.4 Управление спросом

Энергетическая политика во всем мире все в большей степени признает важность управления спросом и начинает решать задачи, которые препятствуют его полному освоению. По мере появления в сети большего количества распределенных энергоресурсов программы реагирования спроса могут стать еще более гибкими и, по некоторым оценкам, могут сократить необходимые ежегодные инвестиции в сетевую инфраструктуру США на 10%. Многие программы ориентированы на коммерческих и промышленных потребителей, поскольку жилой сектор может быть более сложным из-за ряда факторов, в том числе высоких затрат на приобретение для физических лиц и ограниченного диапазона гибкости, доступного для них. Однако новые интеллектуальные устройства, такие как кондиционеры с предварительным охлаждением, интеллектуальные холодильники и мелкое освещение, которые могут реагировать на автоматические ценовые сигналы, а также прогресс в области цифровизации, который расширяет технические возможности агрегирования, помогают упростить программы реагирования спроса даже для бытовых потребителей.

Государственные и частные усилия, демонстрирующие эти новые технологии, оказываются успешными. В Готланде, Швеция, несколько сотен потребителей электроэнергии приняли участие в программе, которая объединила ценовые сигналы (например, более низкие цены в непиковое время) с приложением для смартфона, которое позволило им выбрать между четырьмя предварительно установленными уровнями.

В начале программы 23% общего потребления электроэнергии приходилось на пять самых дорогих часов. В первый и второй год программы оно упало до 19% и 20%. Кроме того, компании начали предлагать более продвинутые программы управления спросом. Программа Opower оповещает клиентов о пиковом времени с помощью текстовых сообщений или сообщений электронной почты. Epernos предлагает готовую программу реагирования на спрос системным и сетевым операторам, а также коммерческим и промышленным компаниям.

Вызовы

Три основные проблемы препятствуют управлению спросом: отсутствие рыночной интеграции (включая доступ к рынку, определение стандартизированных процессов для измерения, проверки и расчета, неясная роль или неразрешенная независимая агрегация), отсутствие ценовых сигналов и неудобства.

Возможности

Гибкость спроса создает преимущества для потребителей и энергосистемы, сокращая счета клиентов (до 40%), сокращая пиковый спрос и смещая потребление в более низкую ценовую зону в непиковые часы. Гибкость спроса также может помочь поставщикам, в некоторых случаях, избегать или откладывать инвестиции в централизованную генерацию, передачу и распределение, а также в электростанции.

3.5 Цифровизация

Цифровые технологии позволяют устройствам по всей сети взаимодействовать и предоставлять данные, полезные для клиентов, а также для управления сетью и ее эксплуатации. Интеллектуальные счетчики, новые интеллектуальные датчики / IoT-датчики, сетевые системы дистанционного управления и автоматизации, а также цифровые платформы, ориентированные на оптимизацию и агрегацию, позволяют в реальном времени управлять сетью и связанными с ней ресурсами и собирать сетевые данные для улучшения ситуационной осведомленности и сетевых услуг.

Данные от интеллектуальных устройств и распределенных ресурсов в целом будут иметь решающее значение для новых бизнес-моделей и для облегчения привлечения клиентов и внедрения новейших технологий. Правильно предоставленные и подробные

данные могут улучшить качество обслуживания клиентов в нескольких аспектах, таких как улучшение обслуживания клиентов за счет лучшего доступа к большей информации и обеспечения автоматизированных операций, которые помогут клиентам гибко управлять своими потребностями в электроэнергии и оптимизировать расходы.

Вызовы

Развертыванию цифровых технологий в сети может препятствовать устаревшее регулирование, когда модель взаиморасчетов ориентирована в сторону капиталовложений в сетевую инфраструктуру за счет потенциально экономически эффективных альтернатив в области цифровизации и эксплуатации распределенных ресурсов. Поскольку цифровизация продолжается и все больше цифровых устройств развертываются, связь между ними будет иметь жизненно важное значение. Инфраструктура широкополосной связи, поддерживающая широкий набор услуг - как сетевых, так и абонентских - является основой, обеспечивающей цифровизацию. Отсутствие технологических стандартов может препятствовать развитию этой инфраструктуры связи и может замедлить инновации.

Отсутствие четкой правовой структуры данных о клиентах и распределенных ресурсах ограничивает рост в этой области. Отсутствие динамической модели ценообразования, которая помогла бы экономически обосновать принятие интеллектуальных устройств, является еще одним препятствием. Высокие закупочные наценки и длительные циклы замены этих приборов затягивают их массовое внедрение.

Возможности

Растущее развертывание современной измерительной инфраструктуры предоставляет четкие возможности для улучшения качества обслуживания, наблюдения за сетью низкого напряжения и сбора данных (эти данные предоставляют возможности для автоматического обнаружения перебоев в работе, определения местоположения для распределенных объектов генерации и повышения энергоэффективности, более подробного прогнозирования спроса). Некоторые энергосистемы предпринимают серьезные шаги в этом направлении, внедряя миллионы интеллектуальных счетчиков в США, Европе и Азии.

Цифровое преобразование сетей - это явная возможность для экономически эффективного развития и управления системой электроснабжения с подтвержденной отдачей в улучшении качества обслуживания (длительность и частота отключений, время обслуживания) и в стоимости обслуживания. Существует множество технических преимуществ интеллектуальных сетей и интеллектуальных счетчиков.

Со стороны потребителя, поскольку стоимость датчиков снижается, расширяются возможности использования более интеллектуальных технологий. Интеллектуальные устройства являются важнейшим фактором поддержки новейших технологий, и данные от них помогут информировать о новых инновационных продуктах и услугах, что, в свою очередь, поможет ускорить дальнейшее внедрение.

3.6 Геоинформационные технологии⁵²

ГИС может эффективно управлять информацией о распределении электроэнергии для потребителей и информацией, описывающей атрибуты каждого клиента, такие как местоположение и использование электроэнергии. Электрические компании уже находят ГИС очень полезной в управлении распределением. Электроэнергетика осознала, что ГИС является ценным инструментом не только для картографирования объектов, но и для улучшения процесса принятия решений и лучшего управления инфраструктурой. Хотя потребности и использование ГИС в энергетическом секторе несколько отличаются от других отраслей, ГИС может быть столь же ценной информационной технологией в

⁵² <https://www.esri.com/library/brochures/pdfs/gis-sols-for-power-generation.pdf>

электроэнергетике. В автоматизированном картографировании (АМ) это средство помогает сетевым службам быстро создавать цифровые карты своей области снабжения, используя средства оцифровки программного обеспечения. Эти карты в цифровом виде содержат подробную информацию о земле, обслуживаемой коммунальным предприятием, а также точное местоположение и техническую информацию об оборудовании распределительной сети коммунального предприятия, которое установлено на месте. В управлении объектами, файлы оцифрованных карт, которые со всеми необходимыми интеллектуальными возможностями, встроенными в них, теперь может использоваться для удовлетворения потребностей управления объектами. Так, ГИС в области электроэнергетики используется для изучения и анализа электрических систем распределения, анализа и проектирования, также разрабатываются приложения для решения проблемы проектирования системы электроснабжения для нового жилого комплекса, для автоматизация процессов с целью обеспечить своим клиентам высокое качество обслуживания, перестроить проект рабочих процедур в электросетях. ГИС и GPS также интегрированы для картирования и анализа электрических распределительных сетей⁵³.

Необходимость уравновешенно развивать новые рынки, повышать надежность системы и снижать эксплуатационные расходы является самой большой проблемой для сегодняшних лиц, принимающих решения в сфере энергетических систем. Эта проблема успешно решается с помощью ГИС. ГИС предоставляет решения для всего цикла принятия решений: для приложений в сфере бизнеса, проектирования, управления окружающей средой и других дисциплин, необходимых для всестороннего и эффективного управления выработкой электроэнергии и передач.

Вызовы

Чтобы расширить возможности ГИС, необходимо следовать новым требованиям со стороны компаний, работающих в сфере электроэнергетики и ориентированных на более точное моделирование базовых активов, которые отслеживаются в ГИС. Точность в этом контексте определяется как моделирование активов более близко к тому, как они существуют на местах, а не их обобщение или абстрагирование в ГИС. Для потребителей электроэнергии большая часть оперативного внимания сместилась на современные системы управления распределением, а также системы управления распределенными ресурсами. Хотя обе эти системы предоставляют расширенные возможности для принятия решений и анализа в электросети, на базовом уровне они зависят от точной и подробной геопространственной сети и информации об активах.

Кроме того, в сфере электроэнергетики существует общее желание обеспечить истинное управление активами на более детальном уровне, отслеживая меньшие внутренние компоненты местоположений и устройств, которые в прошлом могли быть смоделированы как единое составное местоположение. Электрическим примером может служить группа трансформаторов. В прошлом мы могли смоделировать три отдельных воздушных трансформатора в одном месте с одной точкой на карте. Теперь мы видим, что некоторые потребители этих данных требуют моделирования трех отдельных трансформаторных активов и, в еще более детальных случаях, соответствующих предохранителей и грозовых разрядников, которые существуют как часть трансформатора. Эта единственная точка трансформации теперь должна быть расширена до трех или даже девяти объектов карты⁵⁴.

⁵³ https://www.ripublication.com/irph/ijert_spl/ijertv6n6spl_06.pdf

⁵⁴ <https://www.tdworld.com/smart-utility/article/20973162/the-future-of-gis-part-4-to-the-geospatial-future-and-beyond>

Возможности

ГИС используется для планирования и мониторинга ресурсов выработки электроэнергии. Сложный пространственный анализ полезен для определения оптимального потенциала генерации, разработки сценариев «что если», изучения воздействия на окружающую среду и управления активами объекта. ГИС используется для пространственного анализа перегрузки сети, рассмотрения возможностей роста использования возобновляемых источников энергии, определения осуществимости участка и создания сценариев рынка энергоресурсов.

Энергетические компании могут разумно планировать, строить, контролировать и управлять своими сетями передачи, используя технологию ГИС

База геоданных ГИС является ключевым компонентом для поддержки и управления точными данными об активах передачи, такими как подстанции, линии и связанные структуры. ГИС используется для оценки уровней надежности энергосистемы и составления планов для повышения надежности, соблюдения требований соответствия, определения местоположения и управления коридорами передачи, инвентаризации и планирования технического обслуживания в пути, а также анализа роста нагрузки или изменений формы нагрузки или нагрузки на мощности подстанции.

3.7 Угольные технологии

Мировое потребление угля в 2018 году росло второй год подряд, хотя оно оставалось примерно на 160 миллионов тонн в угольном эквиваленте (Mtce) ниже уровня пика в 2014 году. Снова наблюдался сдвиг в потреблении в Азию, поскольку использование угля возросло в Китае, Индии, Индонезии и некоторых других странах Южной и Юго-Восточной Азии. Спрос на электроэнергию в Азии продолжает расти, и уголь остается крупнейшим источником электроэнергии в Азии и одним из самых дешевых.

В то же время во многих странах с развитой экономикой уголь неуклонно вытесняется из энергетического баланса за счет сочетания экологической политики и конкурентного давления со стороны все более конкурентоспособных по стоимости возобновляемых источников энергии, а на некоторых рынках также природного газа.

Соединенное Королевство, чья промышленная революция была построена на угле, теперь длительное время без использования угля. Германия, оплот спроса на уголь в Европе, планирует отказаться от угля к 2038 году, и последние данные показывают, что производство электроэнергии на угле резко падает в 2019 году⁵⁵.

Чтобы быть актуальным игроком в будущей структуре энергопотребления, эффективность угольной энергетики и затраты должны улучшаться, и исследования и разработки в области технологии обещают сделать именно это.

Хотя большинство экспертов сходятся во мнении, что уголь останется основным источником топлива для обеспечения базовой нагрузки в ближайшем будущем в нескольких регионах, борьба угольной энергетики за сохранение экономической значимости в условиях серьезных сбоев рынка и экологических проблем широко обсуждается.

В последнее время многие заинтересованные стороны также усиливают призывы к увеличению инвестиций в технологии угольной генерации посредством исследований и разработок (НИОКР), демонстрации и развертывания.

Около 250 ГВт мощности ТЭС на супер-сверхкритике в настоящее время подключено к сети - 90% (224 ГВт) приходится на Азию (где строится еще 88,2 ГВт, в основном в Китае и Японии), а большая часть остальных 10% приходится на Европу (19,2 ГВт), и повышение эффективности продолжается. Например, ТЭС на ультра

⁵⁵ World Energy Outlook 2019 www.iea.org/weo

сверхкритические параметры пара Waigaoqiao № 3⁵⁶ в Шанхае, Китай, увеличила свою первоначальную эффективность с 43% до более чем 47%, что является огромным достижением. Между тем, в настоящее время проводятся испытания никелевых суперсплавов, которые могут помочь в достижении заданного значения пара 700°C в усовершенствованных системах с ультрасверхкритическими параметрами (AUSC) - и повысить эффективность до 50% - в США,

3.8 Водородная энергетика

Водород может быть использован в «большой» электроэнергетике (при этом он будет замещать природный газ и нефтепродукты), на транспорте (замещение нефтепродуктов); в секторе зданий (для отопления и электроснабжения, в том числе автономного, с замещением природного газа или нефтепродуктов); в промышленности — в качестве сырья и заменителя традиционных углеводородов.

Водород также отличает относительное удобство долгосрочного масштабного хранения и транспортировки на любые расстояния, в том числе с использованием уже имеющейся инфраструктуры, связанной с природным газом (в том числе сжиженным). Транспортировка водорода, таким образом, становится альтернативой развитию магистральных электрических сетей — и это открывает новые возможности для довольно большого числа регионов мира, богатых возобновляемой энергией, но удаленных от центров потребления энергии.

В одном из сценариев интеграции водородных технологий в энергокомплекс США, рассматриваемых лабораториями Министерства энергетики этой страны (DOE), к середине века водород возьмет на себя роль второго после электроэнергии всеобщего энергоносителя.

Более 90 % энергии для производства водорода обеспечит электроэнергия, при этом потребление первичных энергоносителей — угля, газа и нефти — упадет, соответственно, на 73 %, 34 % и 18 %, а доля ВИЭ возрастет в четыре- пять раз.

Стратегическое значение развитию водородных технологий придают в правительствах целого ряда стран, а также в корпоративном секторе. Речь идет о нескольких сотнях крупных и небольших компаний по всему миру, участвующих в тысячах проектных инициатив.

В Европейском Союзе наибольшей активностью отличаются Германия и Великобритания. В 2017 г. была запущена общеевропейская инициатива Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)⁵⁷, которая по состоянию на май 2018 г. объединила уже 89 регионов и городов из 22 европейских стран. Участники этой европейской инициативы декларируют стремление использовать водородные технологии в своих энергетических стратегиях в рамках «энергетического перехода», в том числе, реализовать проекты общей стоимостью около 1,8 млрд евро в течение ближайших пяти лет.

Японская программа (дорожная карта) Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells⁵⁸ была запущена летом 2014 года. Цель программы — строительство «общества, основанного на водороде». Дорожная карта содержит конкретные ключевые показатели — в производстве, хранении, транспорте и использовании водорода — с вехами в 2020, 2025, 2030 и 2050 гг. Так, цель по объемам использования водорода в Японии — с нынешних 200 тонн в год до 10 млн тонн в 2050 г. (рост в 50 тысяч раз!). Объем государственного финансирования программы в 2017 году составил около 310 млн евро. Лидерство Японии признано на международном уровне.

⁵⁶ <https://www.power-technology.com/projects/waigaoqiao-power-station-shanghai/>

⁵⁷ <https://hydrogeneurope.eu/fuel-cell-and-hydrogen-joint-undertaking-fch-ju>

⁵⁸ https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html

Водородная программа США под разными названиями функционирует с 1970-х годов. Ежегодное финансирование US DOE Hydrogen and Fuel Cells Program⁵⁹ достигает 120 млн долларов (в период 2004–2011 годов оно было примерно вдвое больше).

В течение 2018–19 годов о своих водородных стратегиях заявили Калифорния, Австралия и Южная Корея.

На корпоративном уровне наиболее известное объединение в области водородных технологий — Водородный совет, Hydrogen Council. Организация, основанная в 2017 году в Давосе, к концу 2018 года довела число своих членов до 53 корпораций из 11 стран с общей численностью сотрудников 3,8 млн и годовым доходом 1,8 трлн евро. Долгосрочное видение организации — создание к 2050 г. рынка водорода и водородных технологий объемом 2,5 трлн долл., создание 30 млн рабочих мест и увеличение роли водорода как энергоносителя в конечном мировом потреблении энергии с 0 % до 18 %.

В наши дни водород в основном производится за счет паровой конверсии метана (SMR, steam methane reforming) — из природного газа или после газификации угля. Этот отработанный в промышленных масштабах, дешевый процесс еще долго не будет иметь конкурентов по себестоимости получаемого водорода (1–2 долл./кг в зависимости от цены газа и угля).

Но в эпоху «энергетического перехода» не менее важной характеристикой процессов становится их углеродный след. Паровая конверсия метана приводит к эмиссии углекислого газа — 10 кг CO₂ /кг H₂. Поэтому такой водород называют «серым» — в зависимости от сырья (газ или уголь) он либо сопоставим с обычным природным газом, либо в 2,5 раза хуже него по этому показателю.

Одна из альтернатив — производство «серого» водорода только в комбинации с технологиями по улавливанию и хранению углекислого газа (CCS — carbon capture and storage). Полученный таким способом водород называют «голубым». В отличие от SMR, технологии CCS еще далеки от полномасштабной коммерциализации. По данным Global CCS Institute, в 2018 году в мире насчитывалось лишь 18 крупных проектов с технологией улавливания CO₂, еще пять было в стадии строительства и 20 — в различных стадиях разработки. В мире известны три проекта, в которых интегрированы паровая конверсия метана, а также частичное улавливание, транспорт и хранение CO₂ — это Port Arthur⁶⁰ в США, Quest⁶¹ в Канаде и Tomakomai⁶² в Японии. По оценке IEAGHG, добавление CCS увеличивает капитальные затраты технологии SMR на величину до 87 %, а операционные издержки — на величину до 33 %. Приведенная стоимость получаемого при этом водорода растет почти в полтора раза — до 1,8 евро за кг, а цена утилизации CO₂ — до 70 евро за тонну CO₂.

В апреле 2019 года получил положительное заключение экологической экспертизы демонстрационный проект производства «голубого» водорода из бурого угля бассейна Латроб -Валли в Австралии с последующим экспортом водорода в Японию — Hydrogen Energy Supply Chain⁶³, развиваемый под управлением японской Kawasaki. Для Австралии это шаг к возможности использования огромных запасов бурого угля, причем в низкоуглеродной экономике. Этот пример показывает, что «голубой» водород имеет хорошие перспективы в странах — экспортёрах ископаемого топлива, где цена его невелика — хотя коммерциализация технологии CCS потребует еще значительных усилий.

Вторая альтернатива «серому» водороду — «зеленый» водород, получаемый электролизом с помощью энергии с минимальным углеродным следом — в первую

⁵⁹ <https://www.hydrogen.energy.gov>

⁶⁰ <https://www.globalsyngas.org/resources/world-gasification-database/ap-port-arthur-hydrogen-plant-i>

⁶¹ <https://www.nrcan.gc.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/current-investments/shell-canada-energy-quest-project/18168>

⁶² <https://www.cslforum.org/cslf/Projects/Tomakomai>

⁶³ <https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project>

очередь, от ВИЭ. Не всякий водород, получаемый электролизом, можно называть «зеленым» — всё зависит от углеродного следа используемой для этого электроэнергии. Только «зеленый» водород, полученный с помощью ВИЭ, может быть использован в других секторах помимо электроэнергетики — поэтому он является краеугольным камнем для водородной экономики в целом, вокруг него концентрируются исследования в большинстве водородных программ.

В то же время энергокомпании с существенным портфелем атомной генерации тоже претендуют на свое место на глобальном рынке водорода. В апреле 2019 года французская EDF, владеющая 58 атомными энергоблоками, заявила о запуске дочернего бизнеса Hynamics⁶⁴, который сосредоточится на поставках и обслуживании электролизеров, а также заправке водородного транспорта.

По данным МЭА, в течение последних семи лет в среднем в мире вводили в эксплуатацию около 10 МВт электролизеров ежегодно. В 2018 году введено уже 20 МВт, а до конца 2020 года ожидается ввод еще 100 МВт. Инвестиции в электролизеры растут — совокупная мощность установок может почти утроиться в ближайшие 2–3 года, достигнув отметки в 150 МВт. Для полноценной коммерциализации нужно перейти через границу в 90 МВт/год.

Паровая конверсия метана и электролиз — это базовые технологии, вокруг которых, по мнению большинства исследователей, будет развиваться сектор производства водорода. Среди других способов можно выделить риформинг плазмы; риформинг на основе ионных мембран; конверсию метана с усилением сорбентом; микроканальные реакторы; разложение (пиролиз) метана с выделением углерода в твердом виде; высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы и т. д.

⁶⁴ <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/edf-launches-hynamics-a-subsidiary-to-produce-and-market-low-carbon-hydrogen>

П.4 Выдержки из докладов 47-й сессии СИГРЭ

4.1 Доклад A1-101 (США): Совместное функционирование газовых турбин с аккумуляторными хранилищами энергии: Функциональные и экономические показатели

В этом докладе рассматривается одна из наиболее важных проблем, которая стоит перед электрогенерирующими компаниями, которые вынуждены работать в условиях очень высокой и растущей доли возобновляемой энергии, поступающей на рынок. Наличие относительно дешевых возобновляемых источников энергии привело к закрытию крупных генерирующих мощностей, работающих на ископаемом топливе. Тем не менее, все еще существует требование к обеспечению работы традиционных источников энергии, например, газотурбинных генераторов, с целью генерации энергии в случае недостаточной выработки мощности возобновляемыми источниками энергии и/или для стабилизации электроэнергетической системы. В этом докладе продемонстрирована сложность упомянутой проблемы на примере рынка электроэнергии Калифорнии. Одним из возможных решений, предложенных в этом документе, является использование газотурбинной установки, совмещенной с накопителем энергии на базе аккумуляторной батареи. В докладе приведено подробное описание первой установленной системы подобного рода и обсуждение экономических и функциональных показателей системы.

4.2 C4-119: Оценка риска и нормативные резервы для энергетических систем с высокой долей использования ветроэнергетических установок

В данной статье предлагается метод оценки риска для количественной оценки безопасности энергетических систем со значительной долей использования ветроэнергетических установок (ВЭУ). Предлагаемый метод оценки риска предусматривает оценку установившегося напряжения и перегрузок, а также управление частотной характеристикой. В рамках представленного исследования предлагаемый подход использовался для оценки эксплуатационных рисков для энергетической системы с девятью шинами, с характеристиками, соответствующими характеристикам системы в Тасмании, Австралия. Результаты показывают, что интеграция ВЭУ оказывает значительное влияние на эксплуатационные риски системы, в особенности, на контроль частоты. Было рассмотрено влияние различных факторов на безопасность системы, включая неточности прогнозирования нагрузки и ВЭУ, уровни замещения ветроэнергетических установок, а также оперативный резерв. Также показано, что предлагаемый подход может помочь системным операторам планировать режимы, включая установку отключения ВЭУ и определение оперативных резервов.

4.3 C4-101: Сложности, возникающие при разработке фильтров с учетом напряжений низких гармоник, генерируемых ветроэлектростанциями (ВЭС)

В данной статье описываются сложности, возникшие для определения устройств компенсации гармоник и реактивной мощности, используемых для уменьшения искажений напряжения, генерируемых ВЭС в Бразилии. Представлен метод и процесс оценки параметров гармоник для ВЭС в Бразилии. В статье рассматривается важность повышения эффективности процедур анализа, используемых для оценки колебаний напряжения, возникающих при работе ВЭС, а также необходимость использования опыта эксплуатации и результатов и исследований. Такое повышение эффективности необходимо связи со следующими аспектами: (1) развитие и важность ВЭС в энергетической системе Бразилии, (2) стоимость используемых фильтров, и (3) сложность проектов и трудности эксплуатации. Наконец, в статье представлено заключение, что необходимо пересмотреть метод исследования, требуемый для Бразилии, поскольку было продемонстрировано его несоответствие для обеспечения реалистичного прогноза искажений напряжения, вызванных ВЭС.

4.4 Доклад C5-107: Электроэнергетический рынок Индии – Анализ данных за десятилетие опыта

В докладе представлено описание структуры электроэнергетического рынка Индии. Основные отмеченные особенности включают использование децентрализованного планирования и диспетчеризации на основе контрактных графиков в качестве основания для эксплуатации со свободным участием на спотовом рынке. В дополнение к рассмотрению рынка в целом, в докладе отмечен ряд инициатив касательно использования ресурсов возобновляемой энергии, включая схему Сертификата, подтверждающего выработку электроэнергии с использованием источников возобновляемой энергии, что создает обязательство касательно приобретения сертификатов. Была определена национальная платформа для торговли электроэнергией от источников возобновляемой энергии. В 2012 г. был установлен режим энергоэффективности и определен механизм продажи сертификатов.

Важный аспект развития в ответ на увеличение доли использования систем возобновляемой энергии относится к 5-минутному рынку в отношении ряда вспомогательных сервисов для управления высокой интенсивностью изменения нагрузки и уменьшения доли резерва, который должен планироваться.

4.5 Доклад C5-202: Аспекты интеграции источников возобновляемой энергии на электрическом рынке Греции

В данном докладе предлагается исследование системы производства и передачи электроэнергии в Греции, а также системы передачи электроэнергии с фокусом на аспекты интеграции источников возобновляемой энергии. Доклад рассматривает влияние роста спроса на электроэнергию на производство электроэнергии с учетом мощностей солнечных энергоустановок / фотоэлементов и ветроэнергетических установок, импорта, возрастной структуры энергетических установок и выбросов CO₂. Доклад использует технику-экономическую модель электроэнергетического сектора континентальной Европы, который называется АТЛАНТИС, для анализа системы Греции. Для моделирования была выбрана национальная стратегия развития Греции до 2027 г. Результаты демонстрируют увеличение импорта электроэнергии из соседних стран, высокий рост производства возобновляемой энергии, и сокращение выбросов CO₂ в энергетической системе Греции. В докладе отмечается, что более короткий технический срок эксплуатации систем возобновляемой энергии должен учитываться для будущих стратегий развития, и сделано заключение, что будущее расширение технологий возобновляемой энергии после 2017 г. обеспечивает дальнейшее расширение сети.

4.6 Доклад C5-206: Задачи и меры по интеграции источников возобновляемой энергии и систем хранения в энергетической системе и на рынке электроэнергии в Бразилии

В данном докладе представлены задачи, возникающие для энергетической системы Бразилии с учетом значительного увеличения доли непостоянных источников и альтернативных вариантов для внедрения ресурсов хранения. Характеристики изменчивости и непостоянства ветрогенерирующих систем обеспечивают промежуточные и стратегические последствия: повышение соответствия ресурсов долгосрочного и краткосрочного планирования, обеспечение соответствующих систем передачи для включения таких источников, управление увеличивающимся резервом системы и требованиями для вспомогательных сервисов. Также описываются стоящие перед системой Бразилии задачи по обеспечению соответствия оценки ресурсов, планированию систем и операций, и в отношении рыночных параметров. В данном докладе рассматривается ряд преимуществ, которые могут обеспечить системы хранения для повышения эффективности параметров ветрогенерации, например, и предлагается ряд методов повышения эффективности энергетической сети.

II.5 Образование как инструмент преодоления барьеров широкомасштабной интеграции ВИЭ в энергосистемы

Хотя образование и обучение являются одними из ключевых барьеров, преодоление этого барьера будет решением всех других барьеров.⁶⁵

Недостаток знаний и соответствующих навыков для выявления и удовлетворения потребностей в развитии чистой энергии характерен для политиков, регуляторов, финансистов и частного сектора в развивающихся странах и странах с переходной экономикой. Эти барьеры препятствуют более широкому принятию политики и проектов в области чистой энергии лицами, определяющими политику, и заинтересованными сторонами. Зачастую даже успешные проекты в области энергоэффективности и возобновляемых источников энергии не могут быть воспроизведены из-за отсутствия условий поддержки рынка, таких как ограниченные знания финансовых учреждений о финансировании таких проектов. Ограниченные возможности местных поставщиков и установщиков технологий являются еще одним препятствием на пути развития и расширения проектов в области чистой энергии⁶⁶.

Для обеспечения долгосрочной устойчивости жизненно важно наращивать компетенции в следующих вопросах, связанных с устойчивым развитием энергетики⁶⁷:

– **Энергетика и окружающая среда:** взаимосвязь между всеми этапами энергетических циклов (от разработки до вывода из эксплуатации) и окружающей средой должна быть четко объяснена соответствующим заинтересованным сторонам (планировщикам, разработчикам и классифицированным пользователям)

– **Энергоэффективность и возобновляемая энергия:** необходимо разрабатывать и продвигать технологии, стратегии и методы для обеспечения энергоэффективности на протяжении энергетических циклов, начиная от эксплуатации ресурсов, доставки и преобразования ресурсов, генерации, передачи, распределения, использования и вывода из эксплуатации энергетических систем. Роль технологий использования возобновляемых источников энергии в устойчивом развитии энергетики должна быть четко понята. Развитие технологий возобновляемой энергии должно охватывать энергоэффективность и энергосбережение.

– **Социально-экономические и финансовые аспекты:** Развитие навыков, позволяющих связать энергопотребление и социально-экономические аспекты, имеет жизненно важное значение. Вопросы, связанные с механизмами финансирования проектов в области устойчивой энергетики, должны быть частью вопросов, рассматриваемых при создании потенциала.

– **Вопросы политики и управления:** Успех реализации программ обучения устойчивой энергетике зависит от наличия четкой политики. Поэтому вопросы, связанные с наращиванием потенциала в области энергетической политики и управления, должны быть непрерывным процессом в любой стране.

– **Исследования и разработки (НИОКР):** НИОКР по всем вышеперечисленным вопросам должны быть согласованными усилиями всех ключевых заинтересованных сторон, включая промышленный сектор, правительство и научные круги.

Развитие рынка требует наличия местного потенциала для поддержки поставщиков и потребителей.

Местные технологические центры

Местные исследовательские и учебные центры являются наиболее эффективной платформой для создания такого пула экспертов. Учебные центры RE могут не только

⁶⁵ https://www.researchgate.net/publication/332321054_Capacity_Building_for_Sustainable_Energy_Development_The_Role_of_the_Academia

⁶⁶ <https://www.iiec.org/key-activities/training-capacity-building>

⁶⁷ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216306002>

предлагать СВ для частных лиц, они также могут способствовать внедрению технологий RE путем проведения технологических исследований, анализа местных рамочных условий, поддержки процессов реформ, содействия диалогу между местными и международными заинтересованными сторонами и участия в процессах разработки политики⁶⁸.

Многие страны создали свои собственные учебные центры и программы повышения квалификации. Например, согласно данным ПРООН-ГЭФ, семь университетов и учебных заведений в Бразилии, Канаде, Китае, Кубе, Дании, Египте и России создали децентрализованную сеть с целью предоставления программ обучения и повышения квалификации для аспирантов. Другим примером является Средиземноморский центр возобновляемой энергии (MEDREC⁶⁹), созданный правительствами Италии и Туниса. Его цель - предложить обучение, распространение знаний и информации, создание сетей и развитие проектов ВИЭ в регионе (партнеры: Алжир, Египет, Ливия, Марокко и Тунис).

Есть несколько интересных инициатив, направленных на молодежь. Например, E.ON Energy Experience⁷⁰ - это инициатива, направленная на то, чтобы помочь учителям в Англии, Шотландии и Уэльсе обучать молодых людей (целевая группа - дети в возрасте от 5 до 16 лет) об энергии, различных источниках использования, различном производстве новой энергии, варианты и значение применения этих различных источников энергии на местном, национальном и глобальном уровнях. Они предоставляют учебные вспомогательные материалы, чтобы помочь учителям интегрировать вопросы энергетики в учебные программы по географии и науке, такие как информационные карточки о различных видах энергии и карточки с заданиями, чтобы обучать детей энергетическим вопросам и проверять их знания, и все это может быть скачано бесплатно с их веб-страницы.

Имеются инициативы / программы которые следует учитывать в процессе совместного наращивания компетенций и передаче ноу-хау для секторов ветровой и солнечной энергии:

Всемирный банк - Программа содействия управлению энергетическим сектором (ESMAP⁷¹);

ПРООН - Оценка потребностей в технологиях (TNA⁷²);

Энергетическое партнерство Африка-ЕС (АЕЕР⁷³);

OPURE и RenKnow.Net⁷⁴;

ЮНИДО - РЕМАП⁷⁵;

Азиатско-Тихоокеанская сеть исследований глобальных изменений⁷⁶;

БМЗ - Федеральное Министерство по экономическому сотрудничеству и развитию Германии⁷⁷;

InfoDev, DFID -Климатическая технологическая программа⁷⁸;

Углеродные фонды;

⁶⁸ https://openei.org/w/images/8/80/Best_Practices_in_Capacity_Building_Approaches.pdf

⁶⁹ http://www.medrec.org/En/home_46_2

⁷⁰ <https://www.edcomsteachers.com/resource-library/the-energy-experience-energy-town/>

⁷¹ <https://www.esmap.org>

⁷² https://www.undp.org/content/dam/undp/library/Environment%20and%20Energy/Climate%20Strategies/Technology_Needs_Assessment_Handbook.pdf

⁷³ <https://www.africa-eu-partnership.org/en/projects/africa-eu-energy-partnership-aeep>

⁷⁴ <http://renknow.net>

⁷⁵ https://www.unido.org/sites/default/files/files/2018-12/SustainableEnergySolutionsCIS_RUS.pdf

⁷⁶ http://www.apn-gcr.org/images/publications/informationMaterials/brochures/APN_2007_Brochure_%20Russian.pdf

⁷⁷ <https://www.bmz.de/de/service/kontakt/bonn/index.html>

⁷⁸ <https://www.proz.com/kudoz/english-to-russian/international-org-dev-coop/793205-department-for-international-development-dfid.html>

ЕС - Солнечные установки для Европейского исследовательского пространства (SFERA⁷⁹);

Испания - Фонд обучения возобновляемым источникам энергии (FFER)

ЮНЕП – Повышение компетенции;

ЮНЕСКО - Глобальная программа обучения и подготовки в области возобновляемых источников энергии (GREET). В осуществлении Программы участвуют региональные отделения ЮНЕСКО. Этому также способствуют: «Программа кафедр ЮНЕСКО» с участием двенадцати установленных кафедр по возобновляемым источникам энергии;

«Международный центр устойчивого развития энергетики» - ISEDC - создан в Москве как центр категории 2, находящийся под эгидой ЮНЕСКО⁸⁰.

Сети

Большинство проанализированных стратегий / инициатив повышения квалификации включают создание и использование новых или существующих сетей в качестве важного элемента успеха их деятельности. Сетевое взаимодействие не только способствует распространению знаний и опыта, но также способствует установлению партнерских отношений, рабочих отношений и т. д., которые являются ключом к устойчивости повышения квалификации.

Сеть по политике в области возобновляемых источников энергии в XXI веке (**REN21**⁸¹) обеспечивает форум для международного лидерства в области возобновляемых источников энергии. Его целью является содействие разработке политики для быстрого расширения использования возобновляемых источников энергии в развивающихся и промышленно развитых странах.

Азиатско-тихоокеанская сеть исследований глобальных изменений (**APN**⁸²): сеть правительств стран-членов (22 страны-члена), которая продвигает исследования глобальных изменений в регионе, увеличивает участие развивающихся стран в этих исследованиях и укрепляет взаимодействие между научным сообществом и политиками.

Сеть устойчивых регуляторов (**SERN**⁸³), поддерживаемая **REEEP** и Йельским университетом: играет важную роль в сборе / анализе данных о политике и регулировании и оказывает помощь в работе над политикой **REEEP**.

Международная правовая сеть (**REIL**⁸⁴), поддерживаемая **REEEP** и Университетом Уорик: играет важную роль в работе с бизнесом и законодателями и предоставляет политические рекомендации

Глобальная сеть по энергетике для устойчивого развития (**GNESD**⁸⁵), поддерживаемая ЮНЕП: Это сеть знаний Центров передового опыта и сетевых партнеров во всем мире, целью которой является содействие достижению ЦУР путем усиления способности их членов приобретать и применять знания в сфере энергетики, работа по изменению государственной политики и программ, а также содействие инвестициям

⁷⁹ <http://sfera.sollab.eu>

⁸⁰ <http://www.unesco.org/new/en/natural-sciences/science-technology/engineering/renewable-and-alternative-energies/>

⁸¹ <https://www.ren21.net>

⁸² <http://www.apn->

[gcr.org/images/publications/informationMaterials/brochures/APN_2007_Brochure_%20Russian.pdf](http://www.apn-gcr.org/images/publications/informationMaterials/brochures/APN_2007_Brochure_%20Russian.pdf)

⁸³ https://www.allacronyms.com/SERN/Sustainable_Energy_Regulators_Network

⁸⁴ <https://www.networkrail.co.uk>

⁸⁵ <http://www.gnesd.org>

частного сектора в устойчивую энергетику, предоставление своим членам коммуникационной и информационной платформы для обмена опытом и укрепления обмена ноу-хау Юг-Юг, Север-Юг. В настоящее время 21 центр является членом GNESD.

Всемирный институт ветроэнергетики (WWEI⁸⁶): всемирная децентрализованная сеть учебных и исследовательских центров, специализирующихся на ветроэнергетике.

Международная сеть по устойчивой энергетике (INFORSE⁸⁷): это всемирная сеть, состоящая из 140 неправительственных организаций, работающих примерно в 60 странах, в целях содействия устойчивому энергетическому и социальному развитию. Она была создана в Рио-де-Жанейро в 1992 году для обеспечения контроля за выполнением политических решений, на Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию (UNCED⁸⁸).

Одной из проблем, с которыми в настоящее время сталкиваются многие страны в своем стремлении к крупномасштабному использованию возобновляемых источников энергии, является нехватка квалифицированных технических кадров для изготовления, монтажа, эксплуатации и технического обслуживания технологий ВИЭ. При этом известно о весьма небольшом количестве инициатив по разработке программ обучения / подготовки для подготовки механиков / техников в области технологий использования возобновляемых источников энергии для работы в цехах в обрабатывающих отраслях промышленности, а также для работ по установке, эксплуатации и обслуживанию устройств и систем возобновляемых источников энергии⁸⁹.

Поэтому обучение техников по надзору за изготовлением, изготовлением и установкой и т.д. технологий использования возобновляемых источников энергии и механики для фактической работы в цехах и для обеспечения ремонта и технического обслуживания крайне необходимо для устойчивого развития и распространения новых энергетических технологий.

⁸⁶ <https://www.energy-xprt.com/companies/the-world-wind-energy-institute-wwei-28440>

⁸⁷ <http://www.inforse.org>

⁸⁸ <https://digitallibrary.un.org/record/1292217?ln=ru>

⁸⁹ Renewable Energy Education A Worldwide Status Review No. XXIIIX, FEBRUARIUS MMXV ISBN 978-91-86607-30-2 <https://studylib.net/docmanager.html?id=25332367&justuploaded=yes>