

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ СНГ

ЮБИЛЕЙНОЕ ИЗДАНИЕ СВОДНОГО ОТЧЕТА

ПО КЛЮЧЕВЫМ ВОПРОСАМ ЭКОЛОГИИ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ВИЭ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ

Редакционный совет юбилейного Сводного отчёта:

Кузько И.А., Петрова Н.А., Рахимов А.С., Сапаров М.И., Ермоленко Г.В.

Юбилейный Сводный отчёт подготовлен на основании официальных материалов представленных:

Азербайджанская Республика	-	Министерство энергетики
Республика Армения	-	Министерство территориального управления и инфраструктур
Республика Беларусь	-	Министерство энергетики, ГПО «Белэнерго»
Республика Казахстан	-	Министерство энергетики, АО «KEGOC»
Кыргызская Республика	-	ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» ОАО «Электрические станции»
Республика Молдова	-	Министерство экономики и инфраструктуры
Российская Федерация	-	Министерство энергетики Российской Федерации, ФГБУ «Российское энергетическое агентство», Ассоциация «НП Совет рынка», ПАО «ИнтерРАО», ПАО «РусГидро», ПАО «Россети»
Республика Таджикистан	-	Министерство энергетики и водных ресурсов, ОАХК «Барки Точик»
Туркменистан	-	Министерство энергетики
Республика Узбекистан	-	Министерство энергетики

ВЫРАЖЕНИЕ ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ выражает глубокую благодарность представителям профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, а также организаций-партнеров Электроэнергетического Совета СНГ, принимавших активное участие в подготовке юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященного 100-летию Плана ГОЭЛРО:

Асафу Рзаеву, Фараджуллаевой Нурангиз (Министерство энергетики Азербайджанской Республики);

Кешишян Виктории(Министерство территориального управления и инфраструктур Республики Армения), Айдинян Марине (Министерство окружающей среды Республики Армения), Асатрян Карену, Тер-Габриелян Гранту (Фонд возобновляемой энергетики и энергосбережения Республики Армения);

Прудниковой Ольге Филипповне, Закревскому Вадиму Александровичу, Гребень Сергею Николаевичу, Мальцевой Наталье Михайловне, Скальчук Анастасие Владимировне (Министерство энергетики Республики Беларусь);

Абулгазину Диасу, Жаксылыкову Бауыржану Нуртаевичу (Министерство энергетики Республики Казахстан), Касымбековой Айжан Муратовне, Шалбаеву Ерлану

Дуйсеновичу, Дейнего Ивану Васильевичу, Абатовой Ханзаде Нуркасиевне (АО «KEGOC» Республики Казахстан);

Бекову Кубанычу Нияз-Маматовичу,(ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» Кыргызской Республики), Турдубаевой Бактыгул Амангелдиевне (ОАО «Электрические станции»);

Магдылу Николаю, Ирине Ротарь (Министерство экономики и инфраструктуры Республики Молдова);

Бобылеву Петру Михайловичу, Сипливицу Павлу Александровичу, Агафонову Артему Владимировичу (Министерство энергетики Российской Федерации);

Коневу Алексею Викторовичу, Дыгану Михаилу Михайловичу, Артамонову Максиму Александровичу, Смирновой Светлане Николаевне (ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации);

Баркину Олегу Геннадиевичу (Ассоциация НП «Совет рынка»);

Фаткуллину Рамилю Магафуровичу, Поторочину Дмитрию Николаевичу, Сорокиной Людмиле Александровне (ПАО «Интер РАО»);

Алешину Александру Евгеньевичу (ФСК «ЕЭС»);

Сиддикову Бахтиеру, Кутбиддинову Парвизу Ханоновичу(ОАХК «Барки Точик» (Республика Таджикистан);

Матьякубову Амирхану (Государственный энергетический институт Туркменистана);

Аббасову Акмалхону Акбархоновичу (Министерство энергетики Республики Узбекистан), Бегалиеву Ильхомджону Махмудовичу, Джураеву Зафар Дадажоновичу, Бобоеву Музаффару Комилджоновичу (АО «НЭС Узбекистана»);

Самсонову Георгию Леонидовичу (Межгосударственный экологический совет государств - участников СНГ);

Гараевой Камиле Надыровне (Евразийская экономическая комиссия);

Тулинову Сергею, Лобановой Анне (Экономическая и социальная комиссия ООН для Азии и Тихого океана);

Бадакеру Виктору, Бркич Иве, Литвинюку Игорю (Европейская экономическая комиссия ООН);

Журавлевой Алле Васильевне (Национальный союз энергосбережения, Российская Федерация);

Хлебниковой Людмиле Леонидовне, Лицаревой Елене Васильевне, Коненкову Олегу Юрьевичу (Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского) (АО «ЭНИИ»);

Бутузову Виталию Анатольевичу (ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина»).

Содержание

ВЫРАЖЕНИЕ ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ	2
Список таблиц.....	7
Список рисунков.....	8
Сокращения и обозначения.....	9
Предисловие от ЭЭС СНГ	10
Предисловие от ЕЭК ООН.....	14
ВВЕДЕНИЕ	15
1 Правовое регулирование отношений государств - участников СНГ в сфере электроэнергетики	19
1.1 Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики	19
1.2 Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями	20
1.3 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности и ВИЭ.....	21
1.4 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам экологии и климата.....	22
2 Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ.....	23
2.1 Основные национальные нормативные правовые акты, регламентирующие функционирование электроэнергетики	23
2.2 Сводные данные о динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период с 01.01.1990 г. по 01.01.2020 г.	24
2.3 Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ.....	26
Азербайджанская Республика	26
Республика Армения	27
Республика Беларусь	28
Республика Казахстан	29
Кыргызская Республика.....	30
Республика Молдова	31
Российская Федерация	32
Республика Таджикистан.....	33
Туркменистан.....	34
Республика Узбекистан.....	35
2.4 Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики	36
3 Энергоэффективность и энергосбережение.....	38
3.1 Основные нормативные правовые акты.....	38

3.2	Динамика удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях и потерь электроэнергии в электрических сетях	39
3.3	Передовой опыт и примеры наилучшей практики	40
3.3.1	Республика Беларусь	40
3.3.2	Российская Федерация	43
3.3.3	Республика Казахстан	51
3.3.4	Республика Молдова. Внедрение стандартов ISO на ТЭЦ -Nord, Бэлць алфавит государств.....	52
3.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения	53
4.	Использование возобновляемых источников энергии	54
4.1.	Основные этапы реализации Плана ГОЭЛРО в области ВИЭ	54
4.2	Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ	56
4.2.1	Законодательство в области ВИЭ	56
4.2.2	Механизмы поддержки проектов ВИЭ	57
4.3	Современное состояние и передовой опыт использования возобновляемых источников энергии	58
4.3.1	Республика Армения	61
4.3.2	Республика Беларусь	61
4.3.3	Республика Казахстан	62
4.3.4.	Республика Молдова	66
4.3.5.	Российская Федерация	67
4.3.6	Республика Узбекистан.....	76
4.4	Актуальные обзоры, доклады и периодические издания по ВИЭ.....	78
4.4.1	Международные обзоры и доклады по ВИЭ	78
	Global Offshore Wind Report 2020	78
4.4.2	Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ.....	79
4.5	Анализ мирового опыта развития ВИЭ: основные выводы.....	81
5	Экология.....	85
5.1	Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды	85
5.2	Базы данных и документы государств-участников СНГ, в которых содержатся нормативные правовые акты в сфере экологии	86
5.3	Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.....	87
5.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии	88
5.5	Планируемые изменения в Экологическом законодательстве Республики Казахстан.....	90
5.6	Основные принципы перехода ТЭС наНДТ в электроэнергетике России	92
6.	Изменение климата	93
6.1	Долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов, принятые государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату.....	93
6.2	Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ	95

6.3 Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ	99
7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития.....	100
7.1 Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ.....	100
7.2 Развитие национальной энергосистемы (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы).....	102
7.2.1 Республика Армения	102
7.2.2 Республика Беларусь	105
7.2.3 Республика Казахстан	109
7.2.4 Российская Федерация	117
7.2.5. Республика Узбекистан.....	124
8. Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах – участниках СНГ	129
8.1 Предприятия машиностроительного комплекса государств СНГ.....	129
Республика Беларусь	129
Российская Федерация	129
Республика Узбекистан.....	130
8.2 Научно-техническое обеспечение электроэнергетики	131
Республика Беларусь	131
Российская Федерация	131
8.3 Формирование бизнес среды трансформации энергосистем (союзы, некоммерческие партнерства, агентства, финансовые институты, ассоциации) ..	131
8.4 Профессиональная подготовка (обучение), повышение квалификации и переподготовка персонала в сфере электроэнергетики.....	132
Азербайджанская Республика	132
Республика Армения	132
Республика Беларусь	132
Республика Казахстан	132
Кыргызская Республика.....	133
Российская Федерация	134
Республика Таджикистан.....	134
Республика Узбекистан.....	134
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	136

Список таблиц

- Таблица 2.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 г, МВт
- Таблица 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч
- Таблица 3.1 – Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС государств – участников СНГ, г у.т./кВт·ч в период с 1995 по 2019 гг.
- Таблица 3.2 – Расход электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., млрд кВт·ч
- Таблица 3.3 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., %
- Таблица 3.4 – Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение», тыс. т у.т.
- Таблица 3.5 – Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ
- Таблица 3.6 – Примеры модернизации типовых энергоблоков и достигнутые эффекты
- Таблица 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт
- Таблица 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт
- Таблица 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт
- Таблица 4.4 – Установленная мощность и производство электроэнергии различными технологиями ВИЭ в РК
- Таблица 4.5 – Объем мощностей ВИЭ, которые государство будет поддерживать к 2020 году
- Таблица 6.1 – Валовой выброс CO₂ при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут), млн т
- Таблица 6.2 – Выбросы CO₂ при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 6.3 – Выбросы CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 6.4 – Выбросы CO₂ при сжигании газа в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 7.1 – СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ
- Таблица 7.2 – Ожидаемые результаты в рамках реализации базового сценария
- Таблица 7.3 – Общие параметры развития

Список рисунков

- Рисунок 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 гг., ГВт
- Рисунок 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч
- Рисунок 3.1 –Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ГПО «Белэнерго» по годам
- Рисунок 3.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии ТЭС России
- Рисунок 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, ГВт
- Рисунок 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт
- Рисунок 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт
- Рисунок 4.4–Динамика развития ВИЭ в Республике Беларусь
- Рисунок 4.5 – Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии РК
- Рисунок 4.6 – Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ в РФ
- Рисунок 4.7 – Объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках, подтвержденный сертификатами (РФ)
- Рисунок 4.8 – Динамика средневзвешенных цен вновь введенных мощностей, 2010-2023 гг.
- Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO₂при сжигании органического топлива в государствах-участниках СНГ, млн т
- Рисунок 6.2 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании угля в государствах-участниках СНГ, млн т
- Рисунок 6.3 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах-участниках СНГ, млн т.
- Рисунок 6.4 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании газа в государствах-участниках СНГ, млн т
- Рисунок 7.1 □ Сравнение эффективности когенерации и отдельного производства тепла и электроэнергии
- Рисунок 7.2 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт
- Рисунок 7.3 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт
- Рисунок 7.4 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

Сокращения и обозначения

АЭС	–	атомная электрическая станция
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветряная электростанция
ГП	–	государственное предприятие
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕБРР	–	Европейский банк реконструкции и развития
ЕС	–	Европейский союз
ЕЭК	–	Евразийская Экономическая Комиссия
ЕЭК		
ООН	–	Европейская экономическая комиссия ООН
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЛЭП	–	линия электропередачи
МПА		
СНГ	–	Межпарламентская Ассамблея государств – участников СНГ
НАРЭ	–	Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике
НДЦ СО	–	Национальный диспетчерский центр Системного оператора
НОЭ	–	Национальное объединение организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
НП	–	некоммерческое партнерство
ООН	–	Организация Объединенных Наций
ОЭС	–	объединенная энергосистема
ПГ	–	парниковые газы
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	подстанция
ПСУ	–	паросиловая установка
РДЦ	–	Региональный диспетчерский центр
РФЦ	–	Расчетно-финансовый центр
СН	–	собственные нужды
СНГ	–	Содружество Независимых Государств
СЭнМ	–	системы энергетического менеджмента
СЭС	–	солнечная электростанция
ТЭС	–	тепловая электрическая станция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УРУТээ	–	удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии
ФО	–	федеральный округ
ЭЭС СНГ	–	Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

Предисловие от ЭЭС СНГ

Уважаемые коллеги!

(на стадии согласования)

В этом году исполняется 100 лет Государственному плану электрификации России – Плану ГОЭЛРО, которым был дан старт развитию электроэнергетики Союза Советских Социалистических Республик. План ГОЭЛРО был принят на VIII Всероссийском съезде Советов рабочих, крестьянских и казачьих депутатов, состоявшемся 22-29 декабря 1920 года.

С датой принятия Плана ГОЭЛРО связан профессиональный праздник - День энергетика, - который ежегодно отмечается 22 декабря.

Продолжателем славных традиций прошлого является Электроэнергетический Совет СНГ - орган отраслевого сотрудничества государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики, образованный межправительственным Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года.

На 55-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ, состоявшемся 25 октября 2019 года, был одобрен Перечень основных мероприятий, посвященных 100-летию Плана ГОЭЛРО. В 2020 году в соответствии с Перечнем и по инициативе рабочих структур ЭЭС СНГ были разработаны:

Сборник «Развитие электроэнергетики Содружества Независимых Государств (Хронология важнейших событий)», подготовленный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ;

Сборник статей «100-лентие принятия Плана ГОЭЛРО. 1920-2020», подготовленный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ;

Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, подготовленный Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и возобновляемой энергетике.

Предлагаемое издание Юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ содержит комплексную информацию по данным направлениям электроэнергетики (правовое регулирование, статистические данные и показатели государств – участников СНГ, изданные доклады, обзоры, отчеты по тематике).

Новизна Юбилейного Сводного отчета в том, что впервые осуществлен сбор и анализ данных по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ за весь период существования Электроэнергетического Совета СНГ.

Ценность Юбилейного Сводного отчета в том, что в него включены материалы, представленные профильными министерствами и национальными электроэнергетическими компаниями, и организациями государств – участников СНГ, а также в том, что над ним работали ведущие профильные специалисты государств Содружества.

Актуальность Юбилейного Сводного отчета в том, что он учитывает необходимость реализации Целей Организации Объединенных Наций в области устойчивого развития, прежде всего, Цели № 7 «Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех» и Цели № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями», а также выполнения государствами-участниками СНГ договоренностей по Парижскому соглашению по климату, принятом в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Следует

отметить, что в данном направлении деятельности Электроэнергетический Совет СНГ взаимодействует в соответствии с заключенными соглашениями о взаимопонимании с такими международными организациями ООН, как Европейская экономическая комиссия и Экономическая и социальная комиссия для Азии и Тихого океана.

Хочу выразить надежду, что данная работа будет продолжена в рамках Электроэнергетического Совета СНГ и направлена на расширение и укрепление сотрудничества государств-участников СНГ.



Президент
Электроэнергетического Совета СНГ
А.В. Новак

Уважаемые коллеги!

Предлагаемое издание Юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ приурочено к 100-летию Плана ГОЭЛРО.

Издание инициировано и осуществлено Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ совместно с Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

Юбилейный Сводный отчет подготовлен в соответствии с такими международными договорами и нормативными правовыми актами Совета глав правительств СНГ, как:

Соглашение о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года;

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

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 2 ноября 2018 года.

В основу Юбилейного Сводного отчета положены регулярные (двухгодичные) сводные отчеты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ государств – участников СНГ, разрабатываемые в рамках Электроэнергетического Совета СНГ с 2008 года.

В состав Юбилейного Сводного отчета включена информация о правовом регулировании отношений в сфере, энергоэффективности, энергосбережения, возобновляемой энергетики и охраны окружающей среды, статистические данные и показатели государств – участников СНГ, характеризующие состояние и развитие данных направлений, сведения об изданных докладах, обзорах, отчетах по тематике за весь период существования Электроэнергетического Совета СНГ.

В Юбилейном Сводном отчете отражены вопросы устойчивого развития, трансформации энергетических систем, внедрения инновационных (передовых) технологий в энергетике, приоритетных направлений развития ВИЭ и «зеленой» энергетики.

Информация об участии государств – участников СНГ в Парижском соглашении по климату, качественных и количественных характеристиках обязательств государств Содружества, национальной законодательной базе по реализации Парижского соглашения, а также о нормативно-методическом обеспечении перехода объектов электроэнергетики на наилучшие доступные технологии (НДТ) с учетом перехода на цифровую экономику также представлена в Юбилейном Сводном отчете.

Хочется выразить признательность профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям за предоставленные материалы, которые вошли в Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ.

Особая признательность всем специалистам, принявшим личное участие в подготовке Юбилейного Сводного отчета, особенно Сапарову Михаилу Исаевичу, Руководителю Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, и Ермоленко Георгию Викторовичу, Заместителю Руководителя Рабочей группы.

Надеюсь на дальнейшее плодотворное сотрудничество в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.



Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ
Игорь Анатольевич Кузько

Предисловие от ЕЭК ООН

Настоящий «Юбилейный Сводный отчет Электроэнергетического Совета СНГ по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ» способствует развитию электроэнергетического комплекса в регионе в соответствии с целями устойчивого развития энергетики. Устойчивая энергетика лежит в основе Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года. Работа ЕЭК ООН в области устойчивой энергетики направлена на улучшение доступа к недорогой и чистой энергии для всех, а также на сокращение выбросов парниковых газов и уменьшение «углеродного следа» энергетического сектора в регионе. Государства-участники СНГ значительно различаются по структуре своей национальной экономики и по первичным энергоресурсам, используемым для производства электроэнергии. Приоритеты национальной политики в области энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии, а также и подходы к ее реализации, также различаются. ЕЭК ООН помогает находить решения общих проблем устойчивого развития во всем регионе благодаря уникальным организационным возможностям, комплексному подходу к решению взаимосвязанных проблем и поддержке трансграничного сотрудничества. ЕЭК ООН работает над тем, чтобы помочь государствам-участникам СНГ в достижении целей Повестки дня на период до 2030 года, в частности в области энергетики, и Меморандум о взаимопонимании между ЕЭК ООН и Электроэнергетическим Советом СНГ позволяет эффективно сотрудничать для решения вопросов, представляющих взаимный интерес. Использование возобновляемых источников энергии расширяется наряду с внедрением технологий повышения энергоэффективности, однако страны по-прежнему обладают огромным неиспользованным потенциалом в обеих областях. Можно сделать больше для создания условий, необходимых для того, чтобы электроэнергетика государств-участников СНГ стала более экологически чистой и энергоэффективной. Данный отчет представляет собой важный вклад в создание таких условий.



Директор
Отдел устойчивой энергетики
Европейская экономическая комиссия
Организации Объединенных Наций.

Скотт Фостер

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемый Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ состоит из 8 глав и Приложения.

Первая глава Юбилейного сводного отчёта посвящена правовому регулированию отношений государств-участников СНГ в сфере электроэнергетики.

В ней представлен перечень основных нормативных правовых актов (НПА), регламентирующих вопросы координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики, обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем, эксплуатации межгосударственных линий электропередачи, обмена информацией об авариях на объектах электроэнергетики, а также меморандумов и соглашений о сотрудничестве ЭЭС СНГ с международными и иными организациями. В своей деятельности в данном направлении Электроэнергетический Совет СНГ руководствуется соглашениями государств-участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения, охраны окружающей среды и концептуальными документами государств – участников СНГ по вопросам использования возобновляемых источников энергии, развития производства высокотехнологичного оборудования, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий.

Электроэнергетический Совет СНГ развивает сотрудничество с органами отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств и международными организациями, в том числе с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ, Европейской экономической комиссией ООН, Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО), Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA). В рамках подписанных меморандумов и соглашений осуществляется плодотворное сотрудничество в целях обеспечения энергетической безопасности, устойчивого энергоснабжения и охраны окружающей среды, а также содействия широкому доступу к информации в области устойчивой энергетики, включая энергоэффективность и возобновляемую энергетику.

Кроме указанных документов, в первой главе Сводного Юбилейного отчёта представлен перечень и адреса уполномоченных органов государств - участников СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности, ВИЭ, экологии и климата.

Во второй главе отчёта «Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ» представлены перечень нормативных правовых актов, регламентирующих функционирование отрасли электроэнергетики, обобщённые данные о динамике установленной мощности и производстве электроэнергии за последние 30 лет, основные показатели, характеризующие современное состояние энергетических систем 10 государств-

участников СНГ, а также актуальные обзоры и доклады о функционировании электроэнергетики.

Показано, что в период с 1 января 1990 года по 1 января 2020 года общая установленная генерирующая мощность электростанций государств- участников СНГ увеличилась с 256,5 до 330 млн кВт, производство электроэнергии за 2019 год составило 1400 млрд кВт час против 1330 млрд кВт час в 1990 году. В электроэнергетике государств - участников СНГ свыше 100 млн кВт установленной генерирующей мощности приходится на «безуглеродные» источники энергии (АЭС, ГЭС и ВИЭ), 100 млн кВт генерирующей мощности ТЭС работают в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (когенерация) и свыше 30 млн кВт работают в высокоэффективном комбинированном парогазовом цикле (ПГУ).

Третья глава отчёта «Энергоэффективность и энергосбережение» содержит перечень основных НПА, актуальные обзоры и отчёты по энергоэффективности и энергосбережению в государствах-участниках СНГ, количественные показатели, характеризующие динамику удельных расходов топлива на выработку электроэнергии, а также динамику абсолютных и относительных потерь в электрических сетях. По ряду государств и крупных энергокомпаний приведены примеры наилучшей практики, включая обновление парка энергетического оборудования, модернизацию типовых энергоблоков, снижение затрат электроэнергии на собственные нужды, оптимизацию тепловых схем ТЭС, управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ, внедрение систем энергоменеджмента, реализацию Национального проекта «Энергоэффективная подстанция».

Показано, в частности, что в период с 2008 по 2019 год существенно улучшились показатели удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии тепловыми электрическими станциями ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь. В 2019 году фактические удельные расходы условного топлива составили 240,7 г у.т./кВт·ч. От уровня 2008 года снижение составило 38,9 г. у.т./кВт·ч. С 2007 по 2015 год данный показатель был самым низким среди государств – участников СНГ.

По итогам 2019 года удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в Российской Федерации составил 306,2 г. у.т./кВт·ч. По сравнению с итогами 2012 года удельные расходы снизились на 7 %, а от 2010 года – на 8,4 %. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет. Начиная с 2012 года в магистральном комплексе группы компаний «Россети» реализуется программа сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, завершена разработка типового альбома проектирования энергоэффективных зданий подстанций, разработан ряд типовых решений при проектировании, направленных на повышение энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов для применения при новом строительстве.

Четвёртая глава отчёта «Использование возобновляемых источников энергии» содержит информацию об основных этапах реализации плана ГОЭЛРО

в области ВИЭ, перечень нормативных правовых актов и механизмов поддержки ВИЭ, а также количественные показатели развития ВИЭ в государствах - участниках СНГ.

Показано, что в период с 1 января 2010 года по 1 января 2020 года общая установленная генерирующая мощность объектов ВИЭ, включая ГЭС, государств - участников СНГ увеличилась с 61,6 до 72,9 млн кВт или более чем на 11 млн кВт. При этом, с 2014 года по 1 января 2020 года ввод солнечных и ветровых электростанций идет нарастающими темпами: за этот период установленная мощность ветроэнергетики государств-участников СНГ выросла с 73 до 600 МВт, а установленная мощность солнечной энергетики с 18 МВт до 2000 МВт.

По ряду государств представлен передовой опыт освоения ВИЭ, включая разработку «Руководства для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане», внедрение механизма аукционных торгов, реализацию механизма компенсации затрат на приобретение оборудования для производства возобновляемой энергии, для активного вовлечения домашних хозяйств и предприятий в использование «зеленой» энергии для собственных нужд.

Приведено краткое описание деятельности и основных результатов машиностроительных компаний и инвестиционных фондов по реализации проектов ВИЭ, анализа мирового опыта развития ВИЭ, а также перечень актуальных обзоров и докладов по ВИЭ на международном и национальном уровнях.

В пятой главе «Экология» приведены модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды, принятые Межпарламентской Ассамблеей государств-участников СНГ, отчёты, подготовленные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ в период с 2003 года, документы государств Содружества, в которых содержатся сведения о нормативных правовых актах по экологии, планируемых изменениях в Экологическом Кодексе Республики Казахстан, основных принципах перехода ТЭС на НДТ в электроэнергетике Российской Федерации.

Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии, представленные в Юбилейном Сводном отчёте, включают в себя, в том числе, «Обзор фоновое состояние окружающей природной среды на территории стран СНГ», «Национальные доклады о состоянии окружающей среды», а также «Обзоры результативности экологической деятельности» (ОРЭД), которые представляют собой оценку прогресса, достигнутого каждой из стран в области согласования экологических и экономических задач и соблюдения международных природоохранных обязательств. С 2017 года Обзоры, подготовленные ЕЭК ООН по Республикам Казахстан, Таджикистан и Узбекистан, включают в себя анализ соответствующих целей и задач Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

Шестая глава отчёта «Изменение климата» содержит долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов, принятые

государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату, динамику выбросов CO² при сжигании органического топлива, актуальные доклады и национальные сообщения государств в рамках РКИК ООН.

В период с 1990 по 2017 год ежегодный совокупный валовый выброс CO² при сжигании органического топлива в 10 государствах СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 %. Сокращение произошло за счёт существенного снижения потребления твёрдого и жидкого топлива, внедрения ПГУ, применения на многих ТЭС комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также реализации комплекса мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

В седьмой главе отчёта «Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития» представлены стратегические документы, определяющие развитие электроэнергетики государств-участников СНГ, изложены основные положения развития национальных энергосистем ряда государств (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы).

Восьмая глава отчёта «Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах - участниках СНГ» содержит перечень и электронные адреса предприятий энергомашиностроительного комплекса профильных научно-технических советов, отраслевых и академических институтов, научно-технических и инженерных центров, национальных и международных отраслевых ассоциаций, а также информацию о ВУЗах, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли государств-участников СНГ.

Приложение к Юбилейному Сводному отчёту содержит тексты около 200 документов, включая основные нормативные правовые акты, актуальные обзоры и доклады по ключевым вопросам энергоэффективности, ВИЭ, экологии, изменения климата и эволюции энергетических систем в электроэнергетике государств - участников СНГ.

1 Правовое регулирование отношений государств - участников СНГ в сфере электроэнергетики

1.1 Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики

Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года
Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года
Соглашение о сотрудничестве государств – участников СНГ в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года
Основные направления и принципы взаимодействия государств – участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, утвержденные Решением Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года
Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем от 20 ноября 2009 года
Соглашение о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области охраны окружающей среды от 31 мая 2013 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года
Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области образования в сфере электроэнергетики от 7 июня 2016 года
Соглашение об обмене информацией об авариях на объектах электроэнергетики государств-участников Содружества Независимых Государств от 7 июня 2016 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 01 июня 2018 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования, утвержденные Решением Совета глав правительств Содружества Независимых Государств от 2 ноября 2018 года
Решение Совета глав правительств СНГ от 25 октября 2019 года о Концепции сотрудничества государств - участников Содружества Независимых Государств в области цифрового развития общества

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении №1.1

1.2 Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями



Соглашение о сотрудничестве между Союзом электроэнергетической промышленности Еврээлектрик и Электроэнергетическим Советом СНГ от 13 ноября 2003 года
Меморандум о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Евразийским банком развития от 20 июня 2013 года
Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией ООН от 24 апреля 2014 года
Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана от 18 июня 2015 года
Меморандум о взаимопонимании между Евразийской экономической комиссией и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств от 02 ноября 2018 года
Меморандум о взаимопонимании между IRENA и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств (в стадии подписания)
Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным экологическим советом государств - участников Содружества Независимых Государств от 24 октября 2014 года
Соглашение о сотрудничестве в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности между Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и Национальным межотраслевым союзом организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от 12 сентября 2013 года

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 1.2

1.3 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности и ВИЭ

Государства – участники СНГ	Электроэнергетика	Энергоэффективность	ВИЭ
	Минэнерго http://www.minenergy.gov.az	Минэнерго http://www.minenergy.gov.az	Минэнерго http://www.minenergy.gov.az
	Министерство территориального управления и инфраструктур http://www.gov.am	Министерство территориального управления и инфраструктур http://www.gov.am	Министерство территориального управления и инфраструктур http://www.gov.am
	Минэнерго https://minenergo.gov.by	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь http://energoeffect@gosstandart.gov.by	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь http://energoeffect@gosstandart.gov.by
	Минэнерго https://energo.gov.kz	Министерство индустрии и инфраструктурного развития https://www.miid.gov.kz	Минэнерго https://energo.gov.kz
	Национальный энергохолдинг http://www.energo.gov.kg	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования http://gkpen.kg	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования http://gkpen.kg
	Министерство экономики и инфраструктуры http://mei.gov.md	Министерство экономики и инфраструктуры http://mei.gov.md	Министерство экономики и инфраструктуры http://mec.gov.md
	Минэнерго https://minenergo.gov.ru/	Минэнерго https://minenergo.gov.ru/ Минэкономразвития https://www.economy.gov.ru/	Минэнерго https://minenergo.gov.ru/ Минпромторг https://minpromtorg.gov.ru/
	Министерство энергетики и водных ресурсов https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов https://www.mewr.tj/
	Минэнерго http://minenergo.gov.tm/	Минэнерго http://minenergo.gov.tm/	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды http://www.minagri.gov.tm/
	Минэнерго https://minenergy.uz/	Минэнерго https://minenergy.uz/	Минэнерго https://minenergy.uz/

1.4 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам экологии и климата

Государства – участники СНГ	Экология	Климат
	Министерство Экологии и Природных Ресурсов http://eco.gov.az	Министерство Экологии и Природных Ресурсов http://eco.gov.az
	Министерство окружающей среды http://www.mnp.am/	Министерство окружающей среды http://www.mnp.am/
	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды http://minpriroda.gov.by	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды http://minpriroda.gov.by/
	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo
	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства http://ecology.gov.kg/	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства http://ecology.gov.kg/
	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды http://www.madrm.gov.md/	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды http://www.madrm.gov.md/
	Министерство природных ресурсов и экологии https://www.mnr.gov.ru/	Минэкономразвития https://www.economy.gov.ru/
	Министерство энергетики и водных ресурсов https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов https://www.mewr.tj/
	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды http://www.minagri.gov.tm/	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды http://www.minagri.gov.tm/
	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды http://www.uznature.uz/ Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет) http://www.meteo.uz/	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды http://www.uznature.uz/ Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет) http://www.meteo.uz/

2 Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ

2.1 Основные национальные нормативные правовые акты, регламентирующие функционирование электроэнергетики

	Азербайджанская Республика	Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» от 03.04.1998 № 459-IQ Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов»
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергетике» от 21.03.2001 № ЗР-148 Концепция национальной энергетической безопасности Армении, 2013 год
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии» от 30.07.2008 № 426-3 Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27.12.2010 № 204-3 Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 08.01.2015 № 239-3 (номер – порядок размещения)!!! Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 09.07.2004 № 588
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «Об электроэнергетике» от 28.01.1997, № 8 Закон Кыргызской Республики «Об энергетике» от 30.10.1996, № 56 Закон Кыргызской Республики «Об особом статусе Каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» от 21.01.2002 № 7
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 21.09.2017 № 174 «Об энергетике» Закон Республики Молдова от 27.05.2016 №107 «Об электроэнергии»
	Российская Федерация	Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» 3. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13.05.2019 г. № 216 Федеральный закон Российской Федерации «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об энергетике» от 29.11.2000 № 33
	Туркменистан	Закон Туркменистана «Об электроэнергетике», август 2014 года
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» от 30.09.2009

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 2.1

2.2 Сводные данные о динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период с 01.01.1990 г. по 01.01.2020 г.

Таблица 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 г., МВт

Государства – участники СНГ	01.01.1990	1995	2000	2005	2010	2015	01.01.2020
Азербайджанская Республика	4821	5054	5046	5721	6449	7200	6706
Республика Армения	2800	3185	3190	3207	3522	3523,8	3314
Республика Беларусь	6828,4	7292,2	7838	8024	8270,5	9741,2	10098,14
Республика Казахстан	16954	17845	18361	18572	19440	21307,2	22936
Кыргызская Республика	3387,3	3468	3638	3626	3746	3592	3932
Республика Молдова	2998	3002	2996	2988	2994	2994	3057
Российская Федерация	200675,7	204628,2	204550,1	210512,2	220289,9	243187,74	252030,7
Республика Таджикистан	4449	4413	4424	4355	5024	5346,47	6406
Туркменистан	2461	2529	2652	2931	4104,2	5179	6511
Республика Узбекистан	11170	11583	11583	12359	12474	15945,7	15044
ВСЕГО	256544,4	263122,7	264421,1	272411,2	286469,8	318060,1	330070,84



Рисунок 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах–участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 годы, ГВт

Таблица 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

Государства – участники СНГ	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	23,2	17,0	18,6	22,3	18,4	22,5	23,8
Республика Армения	10,4	5,6	6,0	6,3	6,4	7,8	7,6
Республика Беларусь	39,51	24,95	26,01	30,71	34,76	34,08	40,26
Республика Казахстан	83,0	66,5	51,4	67,6	82,3	90,8	106,0
Кыргызская Республика	13,4	12,3	14,9	14,7	11,9	12,8	15,05
Республика Молдова	15,69	6,18	3,62	4,2	6,01	5,76	5,62
Российская Федерация	1056,3	843,1	862,8	935,4	1025,4	1049,9	1096,5
Республика Таджикистан	18,1	14,8	14,2	17,1	16,2	17	20,5
Туркменистан	14,6	9,9	9,9	12,34	16,08	22,4	22,93
Республика Узбекистан	56,3	47,4	46,9	47,6	51,94	58,94	63,5
ВСЕГО	1330,5	1047,73	1054,33	1158,25	1269,39	1321,98	1401,76

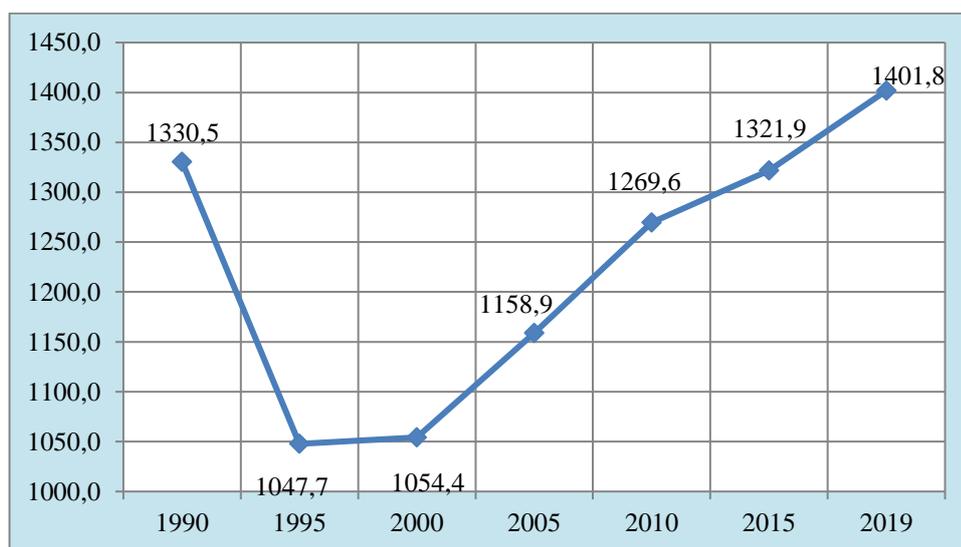


Рисунок 2.2– Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

2.3 Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ

Азербайджанская Республика

	<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 «Азербэнерго». На территории Нахичеванской Автономной Республики распределение электроэнергии осуществляет Агентство по энергетике Нахичеванской АР.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 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). ГЭС Общая установленная мощность ГЭС (>25 МВт) -955МВт, в том числе крупные:</p>
	<p>Мингчевирская ГЭС (424МВт), Шамкирская ГЭС (380МВт) Еникендская ГЭС (150МВт) ВИЭ Малые ГЭС (<25МВт)- 169МВт, СЭС- 24МВт, ВЭС-66МВт. В соответствии с Распоряжением главы государства от 05.12. 2019 «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 проектови предварительных предложений 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 «Азэнерго» находятся межгосударственные ЛЭП, системообразующие и питающие. Распределение электрической энергии осуществляет ОАО «Азеришыг».</p>

Республика Армения

	<p>Энергосистема Республики Армения. Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система. В общем балансе электроэнергии для внутреннего потребления доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на возобновляемых источниках, приблизительно одинаковы. 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 общая установленная мощность генерирующих источников энергосистемы Армении составляла 3636 МВт В Республике функционируют 217 энергогенерирующих источников, в том числе:</p>
	<p>4 ТЭС общей установленной мощностью –2433 МВт. ТЭС могут работать на двух видах топлива - природном газе и/или мазуте. Установленная мощность Разданской ТЭС составляет 1110 МВт, Ереван ТЭЦ - 550 МВт, Раздан ТЭС – 445 МВт, энергоблока комбинированного (парогазового) цикла (ПГУ) на Ереванской ТЭС - 242 МВт. Располагаемая тепловая мощность - 1380 МВт.</p>
	<p>1 АЭС, на которой установлены два реактора типа ВВЭР- 440 общей мощностью 815 МВт, функционирует 1 блок. 10 ГЭС общей установленной мощностью 965,36 МВт. Крупнейшими являются гидроэлектростанции Севано-Разданского каскада суммарной установленной мощностью 561МВт. 189 малых ГЭС мощностью 385МВт, 1 биогазовая ЭС, 3 ветряных ЭС,</p>
	<p>10 солнечных ЭС общей установленной мощностью 15,2 МВт. В стадии строительства находятся 20 солнечных электростанций с установленной мощностью до 5 МВт и суммарной мощностью 68,5 МВт. По состоянию на 01.01.2020 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

	<p>Объединённая энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь. 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 февраля 2020 года 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. На 01.01.2020 установленная мощность ОЭС Беларуси составила 10098,14 МВт. В ГПО «Белэнерго» функционируют 68 генерирующих источников, суммарной установленной мощностью 8947,31 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3 конденсационные 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 207 МВт, – 1 ВЭС мощностью 9 МВт. <p>Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,4 %.</p>
	<p>Начиная с 2016 года реализуется комплекс мероприятий по интеграции строящейся АЭС мощностью 2400 МВт (2 энергоблока по 1200 МВт) в энергосистему.</p> <p>Суммарная мощность локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», составляет 1150,83 МВт (из них ВИЭ – 307,9 МВт).</p> <p>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. 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 ед. трансформаторных подстанций 35-750 кВ и 74 646 ед. трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. <p>Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220-750 кВ.</p>

Республика Казахстан

	<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 в параллельном режиме с энергосистемами Российской Федерации и стран Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан).</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 общая установленная мощность электростанций Казахстана составляла 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</p> <p>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>ВИЭ. По итогам первого полугодия 2020 года доля возобновляемых источников энергии (в том числе малые ГЭС) составляет 2,3%.</p> <p>Общая установленная мощность ВИЭ (за первое полугодие 2020 г.) составляет 1500 МВт, в том числе: ВЭС - 383,9 МВт; малые ГЭС - 224,6 МВт; СЭС – 883,6 МВт; БиоЭС – 7,82 МВт.</p> <p>Выработка электроэнергии ВИЭ за 2019 год составила 2,4 млрд кВтч, по состоянию на первое полугодие 2020 года выработка электроэнергии составляет 1,4 млрд. кВтч: ВЭС – 496,26 млн.кВтч; малые ГЭС – 331,39 млн.кВтч; СЭС – 603,41 млн.кВтч; БиоЭС – 2,5 млн.кВтч.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. На балансе АО «KEGOC» находятся ЛЭП напряжением от 0,4 до 1150 кВ, общая протяженность которых составляет 26900,91 км, а также 80 подстанций напряжением 35 – 1150 кВ. Передачу и распределение электроэнергии осуществляют 155 энергопередающих организаций, 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 2019 года составили 2,9 млрд кВтч, что составляет 6,27% по отношению к отпуску электроэнергии в сеть.</p>

Кыргызская Республика

	<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. На 01.01.2020 установленная мощность Кыргызской энергосистемы составила 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 на угле, – Ошская ТЭЦ мощностью 50 МВт, работающая на мазуте. <p>Девять малых гидроэлектростанций имеют суммарную мощность 40 МВт.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. Электрическая сеть энергосистемы Кыргызской Республики включает в себя: 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.</p>

Республика Молдова

	<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.</p> <p>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.</p> <p>На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников Молдовы составляла 3057 МВт.</p> <p>В Республике Молдова функционируют 17 электростанций, в том числе 13 ТЭС, общей мощностью 2850МВт:</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 – 25МВт). Правительство поддерживает проект развития парка ветрогенераторов на юге страны мощностью 180 МВт, с вводом в эксплуатацию в 2022 году.</p> <p>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.</p> <p>Высоковольтными линиями электропередачи ВЛ-110, ВЛ-330 и ВЛ-400 кВ Молдавская энергосистема (МЭС) связана с энергосистемами Украины и Румынии.</p> <p>Энергосистема насчитывает свыше 15 тыс. трансформаторных подстанций напряжением 6-400 кВ общей мощностью более 10 тыс. МВт.</p> <p>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

	<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 252030,7МВт, 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).</p>
	<p>ТЭС. Установленная мощность ТЭС ЕЭС России составила 164612,14 МВт (66,82 % от всей мощности ЕЭС России).</p> <p>Установленная мощность ПГУ составляет свыше 26,0ГВт.</p>
	<p>ВИЭ. По состоянию на 01.01.2020 установленная мощность ВЭС, расположенных в ЕЭС России составила 184,12 МВт (0,08 % от всей 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

	<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, которая работает изолировано (не имеет связи с основной электроэнергетической системой Таджикистана).</p>
	<p>Генерация</p> <p>На 01.01.2020 общая установленная мощность энергосистемы Таджикистана составляла 6406,5 МВт (с учетом Рогунской ГЭС).</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 (Головная, Перепадная, Центральная) общей мощностью 285 МВт; на реке Варзоб — Каскад Варзобских ГЭС общей мощностью 27,2 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 ТЭЦ-2 (400 МВт), на угле.</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.</p> <p>В объединенной энергосистеме Таджикистана системообразующими являются линии электропередачи напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. Протяжённость линий 500 кВ составляет около 683,8 км (в том числе ЛЭП 195 км Рогун - Душанбе), линий 220 кВ – 1942 км и линий 110 кВ – 3077 км. В систему входят три подстанции 500 кВ, 29 подстанций 220 кВ и 178 подстанций 110 кВ.</p>

Туркменистан

	<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 электропередачи напряжением 500 кВ в единое целое, которое создаст кольцо между основными энергоузлами. Кроме этого, планируется строительство ЛЭП напряжением 500кВ, что даст возможность выполнить планы экспорта электроэнергии в Иран и Турцию транзитом через Иранскую энергосистему.</p>
	<p>Генерация.</p> <p>На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников Туркменистана составляла 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 - Марьйской 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 Марьйской 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

	<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 от 01.02.2019 № УП-5646 «О мерах по коренному совершенствованию системы управления топливно-энергетической отраслью Республики Узбекистан».</p> <p>На базе АО «Узбекэнерго» организованы три акционерных общества: «Тепловые электрические станции», «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети». Электроэнергетическая система Республики условно разделена на 5 территориальных энергоузлов: Северо-Западный; Юго-Западный; Южный; Восточный и Центральный.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 установленная генерирующая мощность Республики составляет 15044МВт, из них: ТЭС – 13115 МВт, ГЭС – 1682 МВт, МГЭС -247 МВт.</p> <p>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% электрической энергии от общей выработанной внутри Республики.</p>
	<p>Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1682МВт (90,8% от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 247 ГВт (13,5%) и 2 микроГЭС, общей мощностью 0,5МВт. По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС– 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1400МВт.</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.</p> <p>Реализация электрической энергии потребителям Республики осуществляется 14 территориальными распределительно-сбытовыми предприятиями электрических сетей, функционирующими в каждом территориальном образовании в качестве акционерных обществ в составе АО «Региональные электрические сети». На балансе предприятий находятся ЛЭП общей протяженностью более 250,4 тыс. км и подстанции напряжением до 110 кВ включительно, в количестве 1700 ед. 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>

2.4 Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики

Государства – участники СНГ		Разработчик	Наименование документа	Год Выпуска
	Азербайджанская Республика			
	Республика Армения	Правительство	100 лет энергетике Армении (исторический обзор)	2003
	Республика Беларусь	РУП «БелТЭИ»	Обзор сектора электро - и теплоэнергетики в Республике Беларусь	2018
	Республика Казахстан	Казахстанская ассоциация нефтегазового и энергетического комплекса KAZENERGY	Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2019	2019
		Казахская электроэнергетическая ассоциация СОВЕТ РЫНКА	Отчет о функционировании рынка электрической энергии и мощности за 2019 год	2020
		Департамент «Развития рынка» SAMRUK ENERGY	Анализ рынка электроэнергии и угля Казахстана 2019г.	2020
		«Центрально-Азиатская Электроэнергетическая Корпорация»	Годовой отчёт	2018
	Кыргызская Республика			
	Республика Молдова	Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике	Годовой отчёт	2019
	Российская Федерация	ФГБУ «РЭА» Минэнерго России	Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014-2018годах	2020
		СО «ЕЭС»	Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году	2020
	Республика Таджикистан	Министерство энергетики	Генеральный план развития энергетического сектора - заключительный отчёт	2017

	Республика Узбекистан			
---	--------------------------	--	--	--

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в
Приложении № 2.2

3 Энергоэффективность и энергосбережение

3.1 Основные нормативные правовые акты

	Азербайджанская Республика	Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов» от 30.05.1996 г. № 94-IQ
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» Принят 09.11 2004
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 08.01.2015 № 239-З
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13.01.2012 № 541-IV
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении» от 07.07.1998 № 88
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова «Об энергоэффективности» от 19.07.2018 № 139
	Российская Федерация	Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 №261-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 19.09.2013 №1018
	Туркменистан	Постановление Президента Туркменистана от 21. 02. 2018 «Государственная программа по энергосбережению на 2018- 2024 годы»
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии» от 25.04.1997 №412-1
		Закон Республики Узбекистан от 14 июля 2020 №ЗРУ-628 о внесении изменений и дополнений в Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 22 августа 2019 г. №ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 10 июля 2020 г. №ПП-4779 «О дополнительных мерах по сокращению зависимости отраслей экономики от топливно-энергетической продукции путем повышения энергоэффективности экономики и задействования имеющихся ресурсов»

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 3.1

3.2 Динамика удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях и потерь электроэнергии в электрических сетях

Таблица 3.1 – Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС государств – участников СНГ, г у.т./кВт·ч в период с 1995 по 2019 гг.

Государства – участники СНГ	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	385,1	411,3	378,8	317,6	291,96	279,8
Республика Армения	н.д.	373	390,7	304,0	285,3	
Республика Беларусь	296,7	282,0	274,8	268,9	235,5	240,7
Республика Казахстан**	н.д.	385,0	362,2	352,2	382,1	381,2
Кыргызская Республика	249,9	396,8	406,3	403,0	417,1	420,7
Республика Молдова	394,8	346,0	н.д.	279,4	299,4	н.д.
Российская Федерация	345,8	341,2	334,3	334,4	322,8	306,2
Республика Таджикистан	375,6	326,6	269,9	440,7	219,7	587,9
Туркменистан	379,3	371,0	439,6	461,6	н.д.	
Республика Узбекистан	362,7	379,5	381,0	379,8	374,9	345,5

Таблица 3.2 – Расход электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., млрд кВт·ч

Государства – участники СНГ	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	3,9	3,4	0,93	1,7	0,9	0,54
Республика Армения	2,2	1,5	0,8	0,8	0,82	0,106*
Республика Беларусь		3,41	3,63	3,77	2,91	2,71
Республика Казахстан**		1,7	2,1	2,2	2,4	2,9
Кыргызская Республика	2,05	2,38	0,858	0,596	0,703	0,8
Республика Молдова	1,2	н.д.	н.д.	0,14	0,11	0,106
Российская Федерация	83,5	101,6	112,6	104,9	115,0	
Республика Таджикистан	1,8	2,2	2,7	2,32	2,65	3,162
Туркменистан	1,2	1,0	1,69	3,06	н.д.	
Республика Узбекистан	4,14	5,1	8,1	7,59	8,55	9,3

Таблица 3.3 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., %

Государства – участники СНГ	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	4,0	9,3	4,12	1,86
Республика Армения	14,5	12,5	10,7	1,63**
Республика Беларусь	11,08	11,19	9,01	7,69
Республика Казахстан*		6,7	6,9	5,3
Кыргызская Республика	6,05	5,17	5,41	5,48
Республика Молдова	41,7	49,5	9,32	2,48
Российская Федерация	11,8	10,2	10,96	
Республика Таджикистан	15,8	14,3	15,7	15,4
Туркменистан	13,2	20,1	14,6	
Республика Узбекистан	16,9	14,6	14,9	14,3

* Показатель отображает относительный расход электроэнергии на её транспорт только по ЗАО «Высоковольтные электрические сети», на балансе которой только электрооборудование 220 кВ и несколько воздушных линий 110 кВ.

** данные по сетям АО «КЕГОС»

3.3 Передовой опыт и примеры наилучшей практики

3.3.1 Республика Беларусь

Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии

В период с 2008 по 2019 годы существенно улучшились показатели удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии тепловыми электрическими станциями ГПО «Белэнерго».

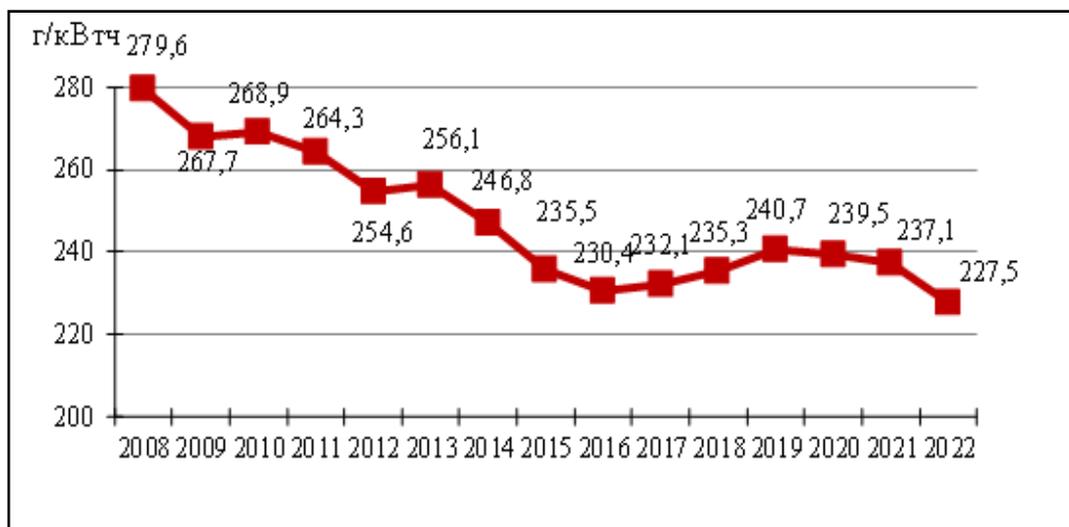


Рисунок 3.1 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ГПО «Белэнерго» по годам

В 2019 году фактические удельные расходы условного топлива составили 240,7 г у.т./кВт·ч. От уровня 2008 года снижение составило 38,9 т. у.т./кВт·ч. С 2007 по 2015 годы данный показатель был самым низким среди государств – участников СНГ.

В 2016 году в условиях оптимальных режимов и состава работающего оборудования, а также сбалансированных объемов экспорта и импорта электрической энергии был достигнут абсолютный минимум по удельным расходам условного топлива на отпуск электроэнергии, который составил 230,4 г/кВт·ч.

Основным приоритетным направлением совершенствования энергетической политики в отрасли является реализация энергосберегающих технологий.

Основные пути реализации потенциала энергосбережения следующие: направления инвестиций в модернизацию и обновление производства, развитие новейших технологий и научно-технический прогресс, совершенствование организационных и экономических механизмов стимулирования энергосбережения.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 248 утверждена Государственная программа «Энергосбережение» на 2016–2020 годы (далее – Государственная программа «Энергосбережение»). Государственной программой «Энергосбережение» перед ГПО «Белэнерго» поставлена задача за счет реализации комплекса мероприятий обеспечить получение экономии ТЭР в текущей пятилетке в объеме не менее 850 тыс. т у.т., в том числе по годам (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 29.12.2019 № 986).

Таблица 3.4–Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение», тыс. т у.т.

Наименование	Период					
	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020
Задание по экономии ТЭР	170,0	170,0	120,0	180,0	155,0	850,0
Целевой показатель энергосбережения	170,0	170,0	-2,4%	-3,4%	-3,1%	
Факт	192,0	185,9	217,1853 (-4,5%)	211,3623 (-3,9%)	155,0 (-3,1%)*	961,4476 *

*оценка

Ввод новых мощностей

В 2007 году суммарное увеличение электрической мощности в энергосистеме составило 15,3 МВт, были введены:

- 2,7 МВт на мини ТЭЦ на древесных отходах в г. Пинске;
- 2,4 МВт на мини-ТЭЦ на базе РК-3 Молодечненских электросетей, работающей на местном топливе;
- 0,2 МВт на ГЭС на р. Щара;
- 10,0 МВт дополнительно на Гродненской ТЭЦ-2 на реконструированном турбоагрегате № 1, достигшем мощности 70 МВт.

В 2008 году введено 44 МВт генерирующих мощностей, в том числе:

- ДГУ мощностью 4 МВт на Гомельской ТЭЦ-2;
- газотурбинная установка мощностью 25 МВт на Лидской ТЭЦ;
- реконструирован турбоагрегат Лукомльской ГРЭС путем модернизации энергоблока № 2 с увеличением мощности на 15 МВт.

В 2009 году введены генерирующие источники общей мощностью 286,8 МВт,

в том числе:

- 3,7 МВт на мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Пружаны РУП «Брестэнерго»;
- закончен строительством объект «Брестская ТЭЦ». Замена турбины ст. № 3;
- модернизирован энергоблок № 4 Лукомльской ГРЭС с увеличением мощности паровой турбины на 15,0 МВт;
- введена в эксплуатацию когенерационная газопоршневая установка мощностью 26,1 МВт на Жлобинской котельной (1 очередь);
- введен в эксплуатацию парогазовый энергоблок мощностью 230 МВт на Минской ТЭЦ-3.

В 2011 году введены генерирующие источники общей мощностью 168,7 МВт, в том числе:

- в рамках реконструкции блока ст. № 5 Березовской ГРЭС смонтированы 2 газовые турбины общей мощностью 58 МВт;
- на Витебской ТЭЦ выполнена замена турбоагрегата ст. № 2 мощностью 35 МВт на новый турбоагрегат электрической мощностью 40 МВт;
- на Минской ТЭЦ-2 установлены два парогазовых блока мощностью по 32,5 МВт каждый;
- введена в эксплуатацию Речицкая мини-ТЭЦ, работающая на местных видах топлива, в г. Речица Гомельской области мощностью 4,2 МВт;

- введена в эксплуатацию ветроэнергетическая установка в н.п. Грабники Новогрудского района мощностью 1,5 МВт.

В 2012 году введены в эксплуатацию генерирующие источники общей мощностью 416,6 МВт, в том числе:

- блок ПГУ на Минской ТЭЦ-5 мощностью 399,6 МВт;
- Гродненская гидроэлектростанция мощностью 17 МВт.

В 2013 году введено генерирующее оборудование общей мощностью 209,2 МВт, в том числе:

- газотурбинная установка на Гродненской ТЭЦ-2 мощностью 121,7 МВт;
- установка ПГУ на РК-3 г. Могилева (ПГУ) мощностью 11,6 МВт (1-й пусковой комплекс);
- реконструкция турбоустановки на Мозырской ТЭЦ с увеличением мощности на 10 МВт;
- мини-ТЭЦ на местных видах топлива «Барань» в г.Орша мощностью 3,250 МВт; - утилизационная турбина на Бобруйской ТЭЦ-2 мощностью 2,6 МВт.

В 2014 году введено в эксплуатацию 1109,2 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Березовская ГРЭС. Реконструкция блока ст.№ 5 с надстройкой газовыми турбинами с мощностью паротурбинной установки 180 МВт;
- Березовская ГРЭС. Строительство ПГУ — 427 МВт;
- Лукомльская ГРЭС. Строительство ПГУ — 427 МВт;
- Реконструкция котельного цеха №3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки (ПГУ-65 МВт);
- РК-3 в г.Могилев (П пусковой комплекс) мощностью 7,9 МВт (ПГУ);
- Могилевская ТЭЦ-2 утилизационная турбина ст.№ 6 мощностью 2,3 МВт в здании главного корпуса.

В 2015 году введена в эксплуатацию:

- Мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Лунинце (первая очередь строительства мощностью 4,67 МВт).

В 2016 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 46,8 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Оршанская ТЭЦ. Замена турбоагрегата ст. №1(12,8 МВт);
- Строительство ветроэнергетического парка в районе н.п. Грабники Новогрудского района (7,5 МВт);

- Реконструкция турбин станционный № 3 и станционный № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев,1-ая очередь строительства (26,5 МВт).

В 2017 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 92,96 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

-«Строительство Полоцкой ГЭС на реке Западная Двина Витебской области» (21,66 мвт);

- **С**строительство Витебской ГЭС на реке Западная Двина (40 МВт);

-**Р**еконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины (3 1,3 МВт).

В 2018 году на предприятиях ГПО «Белэнерго» ввод генерирующих мощностей не планировался. В рамках реализации мероприятий Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 — 2020 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8, в 2018 году обеспечен ввод в

эксплуатацию объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Кроме того, обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для энергосистемы Республики Беларусь объектов:

- Реконструкция ПС 1 10/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области;
- 3-й пусковой комплекс 1-й очереди строительства и 1-й пусковой комплекс 11-й очереди строительства объекта «Реконструкция ПС-330/110/10 кВ «Минск-Северная» с заходами ВЛ-110 кВ Минского района;
- 1-я и 2-я очереди строительства объекта «Реконструкция ПС-220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы-Барановичи»; - Строительство кабельных линий 110 кВ ТЭЦ-3 — ПС 1 10/10 кВ «Подлесная».

Обеспечено строительство (реконструкция) электрических сетей (линии электропередачи 0,4 — 330 кВ) — 2 284,6 км при плане 1 824,7 км.

В 2019 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 82,11 МВт генерирующей мощности, приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора (вводная мощность — 70 МВт);
- Реконструкция турбин ст. № 3 и ст. № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев, 105а, 2 очередь строительства (вводная мощность — 12 МВт);
- Реконструкция Зельвенской ГЭС (вводная мощность — 0,11 МВт).

Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ

Для управления процессом энергосбережения и повышения энергоэффективности в энергокомпании используется Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 — 2020 годы.

3.3.2 Российская Федерация

3.3.2.1 Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии ТЭС России

По итогам 2019 года удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в России составил 306,2 грамма на киловатт-час против 309,8 грамма в 2018 году. По сравнению с итогами 2012 года удельные расходы снизились на 7 %, а от 2010 года – на 8,4 %. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет.

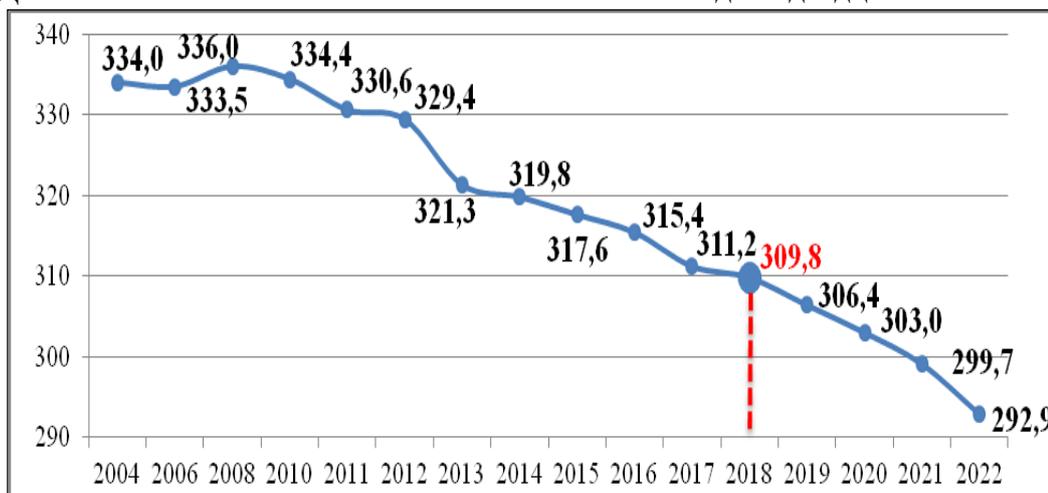


Рисунок 3.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии ТЭС России, г у.т./кВт·ч

К основным причинам появления данной положительной тенденции можно отнести обновление основных фондов в области производства электрической энергии, оптимизацию и перераспределение приоритетов при составлении ремонтных программ тепловых электрических станций в сторону работ, направленных на увеличение коэффициента полезного действия основного генерирующего оборудования, действующие в настоящее время в отрасли механизмы нормирования удельных расходов, а также рыночные механизмы продажи электрической энергии (мощности).

Снижение удельных топливных затрат на производство электрической энергии является показателем улучшения энергоэффективности процессов производства электрической энергии, а также значимым фактором при сдерживании топливной составляющей себестоимости производства электрической энергии.

Минэнерго России продолжит работу по снижению удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии. В 2018 году было принято решение об ужесточении целевых показателей по удельным расходам условного топлива, установленных Министерством в государственной программе «Развитие энергетики». В частности, ранее, к 2020 году планируемый уровень УРУТ был установлен на уровне 308-310 г у.т./кВт·ч, после корректировки плановых значений, целевое значение УРУТ в 2020 году составляет 303,0 г у.т./кВт·ч, с дальнейшим снижением до 285,4 г у.т./кВт·ч к 2024 году.

3.3.2.2 Передовой опыт и примеры наилучшей практики в сфере энергоэффективности и энергосбережения ПАО «Интер РАО»

Генерирующие активы Группы «Интер РАО» суммарной мощностью 28092 МВт расположены практически во всех федеральных округах России (за исключением Северо-Кавказского ФО) от Калининграда до Забайкалья.

Основной показатель энергоэффективности в электроэнергетике – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (УРУТ_{ээ}) – в последние годы неуклонно снижается. В период с 2013 по 2019 годы он снизился с 319,8 г/кВтч до 295,2 г/кВт·ч – на 24,6 г/кВт·ч или 7,7% за 6 лет. Темпы снижения УРУТ_{ээ} в компании опережают среднеотраслевые и абсолютные значения УРУТ_{ээ} ниже среднеотраслевых на 11 г/кВт·ч.

Ниже представлены основные факторы и наилучшие практики, позволившие добиться устойчивого значительного снижения показателя УРУТ_{ээ}.

Обновление парка энергетического оборудования с выводом из эксплуатации физически и морально устаревших и вводом новых энергетических мощностей с использованием газотурбинных и парогазовых технологий

Компания ПАО «Интер РАО» первой в стране начала работу по активному выводу из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования. До 2015 г. выводились невостребованные мощности на ТЭЦ в связи со снижением потребления тепловой энергии: в 2013 г. – 60 МВт на Уфимской ТЭЦ-4 (2 турбины ПТ-30-90/10); в 2014 г. – 18 МВт на Салаватской ТЭЦ (турбина Р-6-90/31) и Уфимской ТЭЦ-2 (турбина Р-12-29/1,2). С 2015 г. процесс вывода из эксплуатации устаревшего и неэффективного оборудования принял массовый характер. Наибольший объем выводов произошёл на Каширской ГРЭС (1580 МВт), Черепетской ГРЭС (1285 МВт) и Верхнетагильской ГРЭС (882 МВт).

Всего, нарастающим итогом с 2013 г. к 01.07.2020 выведено из эксплуатации 4124 МВт устаревшего, неэффективного и невостребованного генерирующего оборудования.

Выводимое оборудование замещалось качественно новым оборудованием, в основном (кроме 3-х угольных блоков на Харанорской и Черепетской ГРЭС) с использованием более эффективной парогазовой технологии на основе газовых турбин иностранного производства.

Всего за период с 2013г. в компании введено 5041МВт нового оборудования, в том числе 3612МВт на современных более эффективных парогазовых установках, имеющих показатели УРУТээ на 90-130 г/кВт·ч ниже, чем при производстве электроэнергии на традиционном паросиловом оборудовании.

Качественное обновление энергетического оборудования позволило достичь улучшения группового показателя эффективности топливоиспользования за счёт появившейся возможности перераспределения нагрузок между группами оборудования и увеличения загрузки новых блоков ПГУ. Сравнение основных показателей для группы оборудования ПГУ и традиционных паросиловых установок (ПСУ), доля объёмов производства за счёт ПГУ и динамика за последние 6 лет, когда происходило основное замещение устаревших ПСУ новыми блоками ПГУ, представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5– Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ

Сравниваемые показатели	2013 г.		2019 г.	
	ПГУ	ПСУ	ПГУ	ПСУ
Доля в установленной мощности*)	0,13	0,86	0,22	0,75
Доля в отпуске электроэнергии*)	0,12	0,88	0,34	0,65
Доля в потреблении э/э на СН*)	0,04	0,96	0,14	0,85
УРУТ ээ, г/кВтч	242,6	328,3	231,6	327,3
Уд.расход э/э на СН, %	1,95	5,45	1,96	5,9

Примечание: *) – небаланс в доле относится к ГТУ-ТЭС, имеющихся в компании

За последние 6 лет доля оборудования по парогазовой технологии возросла в 1,7 раз - с 13% до 22%, а объём отпуска электроэнергии от ПГУ возрос почти втрое - с 12% до 34% -за счёт преимущественной загрузки парогазовых энергоблоков. В настоящее время треть всего отпуска электроэнергии в компании обеспечивается блоками ПГУ.

Показатели эффективности топливо использования (УРУТээ) и расхода электроэнергии на собственные нужды на группе ПГУ в Интер РАО намного лучше, чем у традиционного паросилового оборудования. Это позволяет значительно улучшить показатели эффективности энергопроизводства. Фактор качественного обновления и замещения устаревшего оборудования является основным в положительной динамике снижения УРУТээ как в компании, так и в отрасли в целом.

Модернизация типовых энергоблоков 200, 300 и 800 МВт

Локальное улучшение показателей энергоэффективности энергоблоков, которые ещё не один ремонтный цикл будут находиться в эксплуатации, обеспечивается при расширенных ремонтах, реконструкциях и модернизациях типового оборудования энергоблоков. В основном модернизация затрагивает паровые турбины с применением последних технических новшеств: замена ротора ЦВД с реактивным облопачиванием, установка сотовых надбандажных уплотнений, замена проточной части, замена концевых уплотнений, модернизация выхлопных частей ЦСД и ЦНД и т.п. При необходимости одновременно проводится также модернизация котла, модернизация (замена) генератора и вспомогательного оборудования, реконструкция АСУ ТП. Результатом модернизации является продление ресурса, увеличение установленной мощности и повышение тепловой экономичности энергоблока. Примеры проведённых в последние годы модернизаций представлены в таблице.

Таблица 3.6 – Примеры модернизации типовых энергоблоков и достигнутые эффекты

Наименование ТЭС	Год	Оборудование	Достигнутый эффект
Кармановская ГРЭС	2012	Блок №6 К-300-240	Увеличение мощности до 324,7 МВт. Снижение УРУТээ на 9,6 г/кВтч. Продление ресурса

Гусиноозёрская ГРЭС	2013	Блок №4 К-210-130	Восстановление проектной мощности. Продление ресурса. Снижение УРУТээ на 2,6 г/кВтч
Ириклинская ГРЭС	2016	Блок №2 К-300-240	Увеличение мощности до 314 МВт. Снижение УРУТээ на 12 г/кВтч. Продление ресурса

В связи с завершением программы нового строительства с применением ПГУ, работы по модернизации традиционного паросилового оборудования в компании будут расширяться, и в ближайшей перспективе до 2025 г. планируется её провести на 6703 МВт мощностей компании, в основном на блоках 300 и 800 МВт.

Снижение затрат электроэнергии на собственные нужды с использованием регулируемого привода на питательных насосах

Хорошо известным энергосберегающим мероприятием, позволяющим снизить расходы электроэнергии на собственные нужды, является применение регулируемого привода (гидромуфты, ЧРП) на электродвигателях вспомогательного оборудования электростанций. Особенно значительный эффект достигается при регулировании производительности питательных насосов на электростанциях, где перекачка воды осуществляется с использованием электронасосов (ПЭН), а не турбопитательными насосами.

Современные, построенные в последнее время энергоблоки, оснащаются по проекту гидромуфтами, реже высоковольтными ЧРП. Аналогичная работа проводится при реконструкции и модернизации существующего оборудования. При этом наибольший эффект энергосбережения достигается не на блочном оборудовании, а на ТЭЦ с поперечными связями, где с помощью одного регулирующего агрегата обеспечивается оптимальное давление питательной воды для группы котлов. Впервые такое «групповое» регулирование было реализовано на питательном электронасосе типа ПЭ-580 ПЭН-7 Уфимской ТЭЦ-2. Впоследствии, по результатам успешного опыта, это мероприятие внедрялось на Стерлитамакской, Новостерлитамакской и Приуфимской ТЭЦ в Башкирской генерирующей компании, на Верхнетагильской ГРЭС, на Омских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4.

Эффект от применения регулируемого привода при оснащении ими ПЭН индивидуален и зависит от режимов загрузки электростанции и культуры эксплуатации. Гидромуфта или ЧРП всего лишь инструмент, позволяющий экономить расход электроэнергии на собственные нужды и соответственно снижать удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии. Как использовать этот инструмент зависит от квалификации и мотивации персонала. В лучшей практике применение гидромуфты на одном насосе ПЭ-580 на ТЭЦ с 140 атмосферным оборудованием, групповое регулирование позволяло снизить удельные расходы электроэнергии на тонну перекачиваемой воды с 7,9 кВтч/т до 6,8 кВтч/т, что соответствовало снижению УРУТээ на ТЭЦ на 1,54 г/кВтч. Дальнейшее внедрение регулируемого привода (гидромуфт и ЧРП иностранного производства) на мощных электропотребляющих двигателях ТЭС сдерживается политикой импортозамещения в стране.

Оптимизация тепловых схем ТЭС

Резкое снижение промышленного теплопотребления от ТЭЦ в конце 90-х и начале 2000-х лет привело к значительному отклонению тепловых схем от проектных и тем самым к появлению потенциала энергосбережения за счёт оптимизации тепловых схем. Для примера, на Уфимской ТЭЦ-4 снижение паровых нагрузок промышленного потребителя было более, чем в 3 раза. При этом на станции образовался парк неостребованного, но при этом технически исправного оборудования (противодавленческих турбин), и возникла необходимость непроизводительного использования редуцирующих установок. Для повышения энергоэффективности ТЭЦ в новых условиях, на электростанции был реализован комплекс мероприятий, позволивших значительно (на 40 г/кВтч) улучшить УРУТээ. Примерами являются:

- Реконструкция ТГ-10 Р-45-130/13 с заменой неостребованной противодавленческой турбины на «приключённую» паровую турбину К-50-1,6, работающей на паре среднего давления 16 атм («мятом» паре) от выхлопа соседней противодавленческой турбины ТГ-9.
- Установка паровинтовой машины ПВМ-2000АГ-1600 с электрической мощностью 1,4 Мвт, замещающей использование в тепловой схеме редуциционно-охладительной установки РОУ-16/6 и позволяющей вырабатывать дополнительную электроэнергию на редуцируемом ранее паре.

Реконструкция систем освещения с переходом на светодиодные лампы

Повсеместный переход на энергосберегающее светодиодное освещение, как общегосударственный тренд, затронул также и самих производителей электроэнергии. Ввиду незначительности расходов электроэнергии на хозяйственные нужды по сравнению с выработкой и отпуском полезной продукции электростанции, влияние мероприятия на показатели энергоэффективности в Группе незначительны. Тем не менее, начиная с 2011 года все энергообъекты компании выполнили реконструкцию систем освещения с заменой ламп накаливания на энергосберегающие светодиодные лампы.

Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ

Для управления процессом энергосбережения и повышения энергоэффективности в энергокомпании ПАО «Интер РАО» используется комплексная Программа, ежегодно утверждаемая Правлением Общества, в которой аккумулированы целевые показатели и все мероприятия производственных программ всех российских генерирующих и теплоснабжающих активов.

Реализация Национального проекта «Энергоэффективная подстанция» в компаниях группы «Россети»

Начиная с 2012 г. в магистральном комплексе группы компаний «Россети», при поддержке АО «НТЦ ФСК ЕЭС», реализуется программа сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, как приоритетного направления программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В 2012-2014 гг. был реализован пилотный проект повышения энергетической эффективности зданий ПС путем внедрения систем утилизации тепла трансформаторов на ПС 500 кВ «Нижегородская». В результате применения теплового насоса, использующего в качестве источника тепла масло автотрансформатора, был достигнут эффект в сокращении расхода электроэнергии на отопление здания ОПУ превышающий 70%. В дальнейшем технология утилизации тепла была успешно применена и на ПС 750 кВ «Владимирская».

В период 2015-2018 гг. был реализован ряд проектов апробации инновационной технологии частотного управления двигателями систем охлаждения трансформаторов на подстанциях 500 (ПС «Очаково») и 750 кВ (ПС «Белый Раст», «Опытная», «Владимирская», «Металлургическая») со средним эффектом от внедрения технологии более 75%.

Реализованные пилотные проекты позволили сформировать долгосрочную программу повышения энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов, которая получила название «Энергоэффективная подстанция». В 2017 г. проекту был присвоен статус национального (одобрен протоколом рабочей группы по отбору национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике Минэнерго России от 22.11.2017 № АТ-554пр). Национальный проект предусматривает внедрение технологий утилизации тепла и частотного управления электродвигателями систем охлаждения на 100 единицах оборудования компаний группы «Россети». В 2021 г. планируется ввод в работу первых объектов в рамках реализации Национального проекта, завершение работ – 2024 г.

Завершена разработка типового альбома проектирования энергоэффективных зданий подстанций, позволяющая при сопоставимой с традиционными зданиями стоимости обеспечить минимальное потребление электроэнергии инженерными системами зданий ПС. Кроме того, разработан ряд типовых решений при проектировании, направленных на повышение энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов, для применения при новом строительстве.

Результатом целенаправленной работы в области сокращения расхода на собственные нужды подстанций магистральном комплексе группы компаний «Россети» стало снижение отчетной величины собственных нужд подстанций на 9%. Долгосрочной

целью является сокращение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций на 30% от уровня потребления 2012 г. и гарантированное поддержание достигнутых высоких показателей энергоэффективности, а также дальнейшее тиражирование результатов исследований и апробированных технологий энергосбережения внутри группы компаний «Россети».

Передовой опыт и примеры наилучшей практики в сфере энергоэффективности и энергосбережения ПАО «РусГидро»

В рамках исполнения положений Указа Президента Российской Федерации «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» от 07.05.2018 № 204 и Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях, утвержденного Правительством Российской Федерации 15.08.2019, ПАО «РусГидро» проводит работу по реализации проектов модернизации неэффективной дизельной генерации в изолированных населенных пунктах ДФО посредством заключения энергосервисных договоров.

Энергосервисные договоры заключаются в полном соответствии с федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» № 261-ФЗ от 23.11.2009 и предполагают привлечение частных инвестиций для внедрения высокоэффективных комплексных решений на базе современных дизельных установок совместно с возобновляемыми источниками энергии и системой накопления энергии, а также перевод генерирующего оборудования на более дешевый вид местного топлива. Возврат инвестиций планируется за счет энергоэффективных мероприятий и экономии расходов на топливо в тарифе регулируемой организации на весь период окупаемости (согласно принятым изменениями постановлении Правительства РФ от 30.01.2019 № 64 и приказу ФАС от 29.05.2019 № 686/19).

В качестве реализации первых проектов по модернизации были выбраны 6 населенных пунктов в труднодоступных и удаленных районах Республики Саха (Якутия) (в Момском и Верхоянском районах). По результатам конкурсных процедур заключены договоры с победителями. В рамках энергосервисных договоров предусматривается создание энергетических комплексов, включающих в себя солнечные электростанции (СЭС), современные высокоэффективные дизельные электростанции (ДЭС) и системы аккумулирования энергии. Применение солнечных электростанций и высокоэкономичных дизель-генераторов позволит значительно сократить объемы завоза дорогостоящего органического топлива, а также снизить воздействие на окружающую среду.

Группа РусГидро продолжает работу по запуску проектов модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ с учетом опыта реализации первых проектов посредством энергосервисного механизма в рамках мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на объектах локальной генерации.

Система энергетического менеджмента – инструмент повышения энергетической эффективности.

Материал представлен ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

Система менеджмента представляет собой совокупность мер организационного, технического и финансового характера, направленных на разработку политики и обеспечение ее реализации на всех уровнях организации.

Международная Организация по Стандартизации (ИСО) разработала и утвердила комплекс стандартов на системы менеджмента по различным направлениям деятельности. Принципы и подходы, заложенные в идеологию данных стандартов, являются универсальными, так как использует подход «один размер, пригодный для всех» (one-size-fits-all). Данные стандарты применимы к любой организации независимо от ее

размеров и отраслевой принадлежности. Требования стандартов на системы менеджмента сформулированы как предписывающие «то, что должно быть сделано, не определяя, как это сделать». Дополнительные возможности повышения уровня эффективности могут быть получены на основе применения стандартной методологии PDCA (Plan-Do-Check-Act), свойственной всем хорошо известным международным стандартам (ISO серии 9001, 14001, 50001 и др.).

Разработка системы энергетического менеджмента на базе стандарта ISO 50001 представляет собой поэтапный процесс, зависящий от многих факторов и обычно занимающий около одного года.

В настоящее время ряд крупных организаций ТЭК и промышленных предприятий России эксплуатируют различные системы менеджмента, в том числе систему энергетического менеджмента на основе требований стандарта ISO 50001, в их числе: ГК «Росатом», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Интер РАО», ПАО «Россети», ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «Газпром энергохолдинг», ПАО «СИБУР Холдинг», АО «Мосoblэнерго».

Необходимо отметить, что организации ТЭК, внедрившие систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001, демонстрируют в целом положительную динамику роста значений основных показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сравнении с компаниями, не внедрившими систему энергетического менеджмента. Так, например, среди компаний, внедривших систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001, снижение доли затрат на энергетические ресурсы в себестоимости продукции после внедрения системы энергетического менеджмента наблюдается у 40% организаций, причем у 10% из них снижение составило более 5%, у 10% - от 3% до 5% и у 20% организаций - от 1% до 3%.

В целях реализации государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ФГБУ «РЭА» Минэнерго России оказывает консалтинговую и методическую поддержку разработки и внедрения в энергетических компаниях, промышленных предприятиях процессов управления энергоэффективностью на базе международного стандарта по энергетическому менеджменту ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению» и других организационных инноваций на базе международных стандартов.

ФГБУ «РЭА» Минэнерго России при участии НП «Национальное объединение организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» разработало первый в России отраслевой профессиональный стандарт в области энергоменеджмента: «Специалист в области энергоменеджмента в строительной сфере», а также осуществляет экспертизу и перевод международных стандартов в области энергетического менеджмента.

3.3.3 Республика Казахстан

Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, 2014 г.

Содержит раздел «Анализ лучших практик в области энергоэффективности. Промышленность. Примеры из практики», включающий следующий перечень материалов:

1. Программа энергетического аудита (ПЭА), Финляндия.
2. Система субсидирования в области энергосбережения и экологического консалтинга (ЕМА), Нидерланды.
3. Энергетическая сеть крупных промышленных предприятий (ЭСКПП), Ирландия.
4. Добровольные соглашения по энергосбережению в промышленном секторе, Финляндия.
5. Промышленные предприятия с индивидуальными показателями энергосбережения, Болгария.
6. Фонд устойчивого финансирования энергетики Польши.
7. Повышение энергетической эффективности на промышленных предприятиях путем совершенствования методов управления спросом на энергию и составления энергетических балансовых отчетов, Румыния.
8. Проект поддержки внедрения системы управления энергопотреблением в промышленности, Норвегия.
9. Энергетический менеджер, Италия.
10. Курсы подготовки энергетических менеджеров в промышленности, Литва.
11. Программа «Мотор Чэлендж», Европейский Союз.
12. Рыночные стимулы: Система «белых сертификатов», Италия.
13. Концепция Сервисной энергетической компании (ESCO), Финляндия.
14. Концепция СЭК (ESCO), Корея.
15. Плата за реактивную мощность в странах ЕС. ЖКХ.
16. Критерии национальных стандартов для энергопассивных и энергосберегающих зданий, Норвегия.
17. Минимальные требования по энергоэффективности многоквартирных жилых домов, Латвия.
18. Энергетический аудит, Чешская Республика
19. Союз Ассоциаций собственников жилья (САС), Болгария
20. Обязательные процедуры в области госзакупок (касающиеся энергоэффективных технологий и технологий в области ВИЭ – «зеленые» госзакупки) в общественных зданиях, Греция.
21. Программа реновации и модернизации многоквартирных домов, Литва.
22. Программа поддержки энергоэффективной модернизации многоквартирных домов, 2010 год, Эстония.
23. Программы в области повышения энергетической эффективности домашних хозяйств с низким уровнем доходов в контексте Стратегии Великобритании в области борьбы с топливной бедностью, Великобритания. Схема «Теплый фронт».
24. Обогреем Новую Зеландию: умный подход.
25. Информационная система мониторинга энергоэффективности и учёта уровня сэкономленной энергии, Греция.
26. Субсидирование производства и распределения тепла, получаемого из ВИЭ, Норвегия.
27. Производственные стандарты и маркировка, Австралия.
28. Маркировка и минимальные стандарты энергоэффективности, КНР.
29. Программа «Передовой продукт», Япония.
30. Испытания и проверка бытовых электроприборов, Швеция.

31. Инвестиции в инфраструктуру освещения мест общественного пользования, Латвия.
32. Субсидирование модернизации систем освещения общественных мест в малых муниципальных образованиях, Франция.
33. План действий на 2011-2020 гг: Повышение энергоэффективности действующих установок внутреннего освещения в общественных зданиях, Испания.
34. Бюджетно - налоговое стимулирование энергосбережения в хозяйственном секторе: Escobonus 2014 и налоговые льготы на модернизацию и более энергоэффективную бытовую электротехнику, Италия.

3.3.4 Республика Молдова. Внедрение стандартов ISO на ТЭЦ -Nord, Бэлць¹ алфавит государств

Основной поставщик тепловой энергии в муниципии Бэлць -«ТЭЦ -Nord» SA в настоящее время проходит процесс модернизации и повышения эффективности, ориентируясь на преимущества и спрос своих потребителей. Для выполнения данного процесса в соответствии с международными требованиями, руководство предприятия инициировало внедрение Интегрированной Системы Управления в соответствии со стандартами ISO: 9001:2015, 50001:2018, 45001:2018, 14001:2015 и 37001:2016 в области производства, распределения и поставки тепловой энергии и производства электроэнергии.

Внедрение стандарта ISO 9001:2015 направлено на повышение общей эффективности компании. Сертификат подтверждает внедрение системы менеджмента качества в области развития продукции и услуг, как для потребителей, так и для деловых партнеров, а также применение ряда процедур, которые обеспечат высокий уровень качества и эффективный контроль производительности предприятия.

Целью внедрения ISO 50001:2018 является создание возможностей для компании систематически добиваться постоянного улучшения энергетических характеристик, которые включают в себя эффективность, использование и потребление энергии.

Применение ISO 45001:2018 направлено на улучшение условий труда и повышение уровня безопасности работников, поскольку выявляются и минимизируются риски на протяжении всего производственного процесса.

Внедрение системы экологического менеджмента в соответствии с ISO 14001:2015 свидетельствует прежде всего о восприимчивости и «дружественном отношении» предприятия к окружающей среде. В дополнение к экологическим преимуществам, внедрение системы управления в данной области ведет к прибыльности за счет: снижения энергопотребления; повышения эффективности использования продукции, процессов и услуг; снижения затрат за счет более эффективного использования сырья и повышения производительности; снижения затрат на управление отходами; использования возобновляемых ресурсов.

Получение сертификата ISO 37001:2016 предусматривает внедрение системы менеджмента противодействия коррупции, которая основана на ряде мер и средств контроля, касающихся следующих аспектов: принятие политики и процедуры по борьбе со взяточничеством, проверка и обучение сотрудников, проведение оценок рисков для проектов и деловых партнеров, внедрение финансовых и коммерческих мер безопасности, а также установление процедур отчетности и расследования.

Внедрение стандартов ISO является дополнительным аргументом доверия к «СЕТ-Nord» SA – признанным на международном уровне. Этот шаг позволит компании продвигаться в своей повседневной деятельности и повышать качество предоставляемых услуг.

¹МатериалпредставленТЭЦ -Nord, Бэлць

3.4 Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения

Государства – участники СНГ	Наименование документа	Год выпуска
Азербайджанская Республика	Углубленный обзор политики Азербайджана в области энергоэффективности	2013 2019 (англ. яз.)
Республика Армения	Углубленный обзор политики Армении в области энергоэффективности	2017
Республика Беларусь	Углубленный обзор политики Беларуси в области энергоэффективности	2013
Республика Казахстан	Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности	2014
Кыргызская Республика	Углубленный обзор политики Кыргызской Республики в области энергоэффективности	2018
Республика Молдова	Углубленный обзор политики Республики Молдова в области энергетики	2020
Российская Федерация	Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2018 году	2019
Республика Таджикистан	Углубленный обзор политики Республики Таджикистан в области энергоэффективности	2013
Туркменистан		
Республика Узбекистан		
ЕЭК ООН	«Повышение синергетического эффекта национальных программ стран-членов СНГ по энергоэффективности и энергосбережению для повышения их энергетической безопасности»	2013

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 3.2)

4.Использование возобновляемых источников энергии

4.1. Основные этапы реализации Плана ГОЭЛРО в области ВИЭ

План ГОЭЛРО предусматривал сооружение в течение 10-15 лет 30 районных электростанций общей мощностью 1750 тыс. кВт на различных видах энергии общей мощностью 1750 МВт, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 тыс. кВт. Среди них Волховская мощностью 30 тыс. кВт, Нижнесвирская мощностью 40 тыс. кВт, Верхнесвирская мощностью 60 тыс. кВт и Днепровская мощностью 200 МВт, а также ряд других в различных районах страны. План ГОЭЛРО рассматривал малые реки как основную базу электрификации сельского хозяйства.

С первых лет реализации Плана ГОЭЛРО гидроэнергетическое строительство стало одним из главных направлений развития электроэнергетики, что было обусловлено наличием мощного гидроэнергетического потенциала. Первой ГЭС, сооруженной по Плану ГОЭЛРО под руководством проф. Г.О. Графтио, была Волховская ГЭС мощностью 58 МВт с водохранилищем емкостью 10,2 км³, которая была введена в эксплуатацию в 1926 г., обеспечив электроснабжение Ленинграда, создав сплошной судоходный путь пор. Волхов. Были также построены Земо-Авчальская ГЭС в Грузии, Бозсуйская в Узбекистане, Ереванская в Армении и ряд других небольших ГЭС. В Украине в 1926–1929 гг. были введены небольшие ГЭС: Вознесенская и Первомайская на р. Южный Буг и ряд других общей мощностью более 8 МВт. В 1928 г. общая мощность ГЭС достигла 103 МВт с выработкой 260 млн. кВт·ч.

Для развития малой гидроэнергетики характерны два качественно различных этапа: освоение энергии малых водотоков гидростанциями мощностью в несколько десятков киловатт (1919-1945 гг.), строительство сельских межколхозных и государственных ГЭС укрупненной мощности (от 1 до 10 тыс. кВт), работающих в местных энергосистемах (1945-1969 гг.).

Большинство малых ГЭС в системе Минэнерго СССР было построено во время Великой Отечественной войны в Средней Азии и на Урале для снабжения электроэнергией эвакуированных предприятий. Строительство ГЭС велось скоростными темпами, использовалось эвакуированное оборудование, например, в Средней Азии Саларская ГЭС мощностью 10,8 тыс. кВт была построена за 14 мес. В 1951-1953 гг. было построено 111 сельских ГЭС общего пользования средней мощностью 440 кВт и 116 межколхозных ГЭС средней мощностью 300 кВт каждая.

СССР стоял у истоков развития ветроэнергетики. Разработка ветроустановок советским правительством была поручена крупнейшему государственному авиационному центру - Центральному аэрогидродинамическому институту (ЦАГИ), который был создан в 1918 г. Уже в период 1920-1925 гг. была создана первая серия отечественных малых ветряков мощностью до 30 киловатт. В 1931 году рядом с населенным пунктом Балаклава (Крым) была запущена крупнейшая на тот момент в мире ветряная электростанция мощностью 100 кВт. Первый атлас ресурсов ветроэнергетики был опубликован в СССР в 1935 году. Размах лопастей ветроустановки составлял 30 метров.

В 1938 году в Физико-техническом институте Академии Наук был создан первый фотоэлемент. КПД получаемых тогда сернисто-галлиевых элементов не превышал 1%. Академик А. Ф. Иоффе тогда же предложил разработать государственную программу по «выстиланию» такими фотоэлементами крыш зданий. Это предложение смотрелось как утопия и поддержки не получило. В СССР были разработаны солнечные батареи для космических аппаратов (первый советский космический корабль, использующий энергию солнца, Спутник-3 вышел на орбиту в 1958 году). Работы по наземному применению кремниевых солнечных элементов начали развиваться с 1964 г. В 1967 г. была испытана солнечная фотоэлектрическая установка с концентраторами мощностью 250 Вт для подъема воды в Каракумах. Была разработана упрощенная технология изготовления

наземных солнечных элементов, созданы новые типы высоковольтных солнечных элементов из германия, карбида кремния.

До войны в СССР разработали и создали опытные образцы солнечных водонагревателей, опреснителей, кухонь, сушилок, солнечных теплиц, солнечных холодильников и аппаратов для лечебных целей. В 1930–1932 гг. в Ташкенте был разработан и испытан воздушный солнечный коллектор с температурой нагрева до 225 °С.

Первая геотермальная электростанция в СССР (Паужетская) мощностью 5 МВт с турбинами Калужского турбинного завода была построена в 1966 году на полуострове Камчатка. Вторая в СССР после Паужетской – Паратунская ГеоЭС была построена в 1967 году в 70 км от г. Петропавловска-Камчатского у пос. Термальный.

Подробное изложение истории развития технологий и проектов ВИЭ в СССР и в ряде государств-участников СНГ представлено в материалах С.Г. Плачковой «Развитие гидроэнергетики с начала и до середины XX века», Аvezова Р.Р. «История развития и состояние использования солнечной энергии в Узбекистане», В.А. Бутузова «Столетний опыт российских научных школ солнечного теплоснабжения», «Российская солнечная электроэнергетика», «Геотермальное теплоснабжение: столетний опыт российских научных школ».

(Указанные материалы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.1)

4.2 Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ

4.2.1 Законодательство в области ВИЭ

	Азербайджанская Республика	Распоряжение Президента Азербайджанской Республики о дополнительных мерах по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Азербайджанской Республике
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» от 09.11.2004 № ЗР-122
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27.12.2010 № 204-З
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04.07.2009 № 165-IV
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» от 31.12.2008 № 283
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова «О продвижении использования энергии из возобновляемых источников» от 26.02.2016 №10
	Российская Федерация	Федеральный закон «Об электроэнергетике»; от 26.03.2003 №35-ФЗ (ред. от 27.12.2019) Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 №1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года» Федеральный закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» от 27 декабря 2019 № 471-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 12.01.2010 №587
	Туркменистан	
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан от «Об использовании возобновляемых источников энергии» 21.05.2019 №ЗРУ-539

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.2)

4.2.2 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				
Чистые замеры	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.										

4.3 Современное состояние и передовой опыт использования возобновляемых источников энергии

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках 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 государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, МВт

Государства – участники СНГ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.20
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
Туркменистан	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)²



Рисунок 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, ГВт

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

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) ветроэлектростанций в государствах-участниках 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 государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, 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



Рисунок 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, МВт

Таблица 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, 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 государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 годы, 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.

4.3.1 Республика Армения

В настоящее время в энергосистеме эксплуатируется 427 МВт малых (до 30 МВт) электростанций на основе ВИЭ, из которых 189 малые ГЭС общей мощностью 375 МВт.

По состоянию на 1 сентября 2020 года к сети подключены 3082 автономные солнечные электростанции единичной мощностью до 500 кВт, общей установленной мощностью 57,3 МВт и 2,6 МВт ветровой энергетики. Текущие темпы развития позволяют прогнозировать, что общая установленная мощность вышеупомянутых станций достигнет 100 МВт в течение следующих 3 лет.

Строятся следующие возобновляемые мощности:

- Солнечная фотоэлектрическая электростанция Масрик-1, 55 МВт (к июлю 2022 года, инвестиции 60 миллионов долларов США).
- 23 малых ГЭС, 50 МВт, ввод до 2023 года (инвестиции 60 млн долларов США).
- 48 малых солнечных станций, 197 МВт, к 2022 году. Предполагается, что общая установленная мощность таких станций составит 210 МВт в 2022 году.
- Ветроэлектростанция мощностью 4 МВт до 2021 года.

Проект строительства солнечной электростанции Масдар уже начат. Он будет проходить в два этапа. Две иностранные компании изучают ветровой потенциал Армении для строительства ветряной станции мощностью до 150 МВт.

В ближайшее время будут проведены новые тендеры на строительство еще 7 солнечных фотоэлектрических станций общей установленной мощностью около 520 МВт, из которых мощность 2-х станций будет составлять 200 МВт каждая.

Правительство Армении стремится к 2030 году увеличить долю солнечной энергии как минимум до 15% или 1,8 млрд. кВтч. С этой целью будут построены солнечные электростанции с общей установленной мощностью 1000 МВт, включая автономные.

4.3.2 Республика Беларусь

Развитие возобновляемой энергетики в Республике Беларусь с 2015 года осуществляется в пределах квот на создание установок по использованию ВИЭ. На государственные энергоснабжающие организации наложены обязательства по покупке всего объема предложенной электроэнергии, произведенной установками по использованию ВИЭ, а также по оплате данной электроэнергии в соответствии с установленными повышающими (стимулирующими) тарифами.

По состоянию на 01.01.2020 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила порядка 404,98 МВт, в том числе 97,11 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Среди наиболее крупных объектов ВИЭ в Республике Беларусь можно выделить следующие:

- Речицкая фотоэлектрическая станция 55,2 МВт в Гомельской области, принадлежащая РУП «ПО «Белоруснефть»;
- ветроэнергетическая станция 15 МВт в д. Пудовня Дрибинского района Могилевской области;
- Витебская ГЭС 40 МВт, находящаяся на балансе РУП «Витебскэнерго».

В 2021 году в Чериковском районе Могилевской области планируется ввод крупнейшей в Республике фотоэлектростанции 109 МВт.

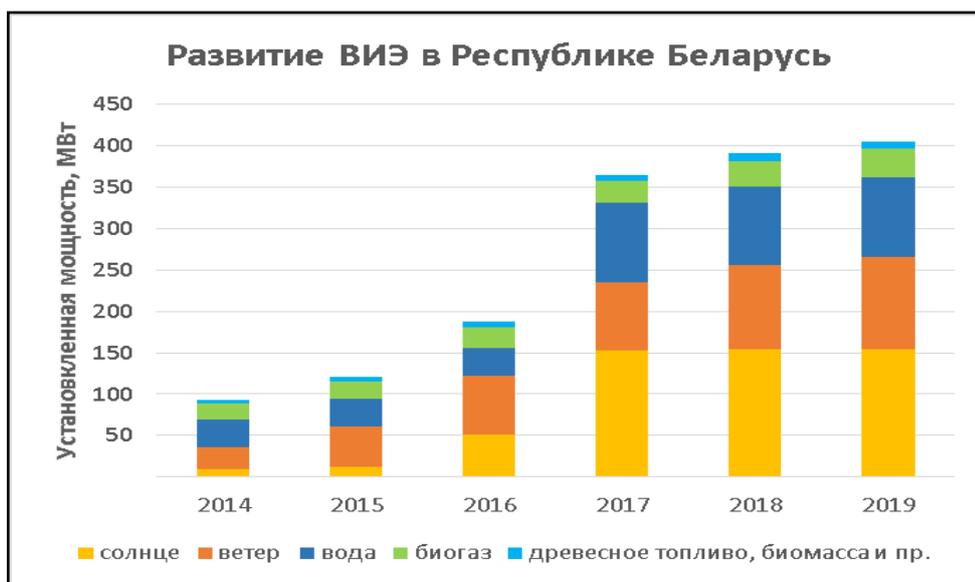


Рисунок 4.4– Динамика развития ВИЭ в Республике Беларусь

Энергетическая политика в области ВИЭ определяется исходя из целевых значений индикаторов, определенных в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь.

Так значение индикатора «Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению топливно-энергетических ресурсов» в 2018 году составило 6,294 при прогнозном значении 6,094 в 2020 году. В соответствии с целевым значением данного индикатора доля первичной энергии из ВИЭ должна составить в 2030 году 8 %.

На 2021 — 2023 годы установлены квоты на создание установок ВИЭ в объеме 129,56 МВт.

Таким образом, к концу 2023 года суммарная установленная мощность установок ВИЭ в Республике Беларусь составит 668 МВт.

4.3.3 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.

В настоящее время в Казахстане имеется 90 действующих объектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) суммарной мощностью 1050,1 МВт (19ВЭС–283,8 МВт; 31 СЭС–541,7 МВт; 37 ГЭС – 222,2 МВт; 3 БиоЭС – 2,42 МВт), сообщает пресс-служба Министерства энергетики Республики Казахстан. Сначала 2019 года введен в эксплуатацию 21 объект ВИЭ мощностью 504,55 МВт. По итогам 2019 года в казахстанском секторе ВИЭ зафиксирован двукратный рост установленной мощности. В 2020 году количество ВИЭ планируется довести от 90 до 118 проектов, общей мощностью 1669 МВт³.

В целом за 2019 год производство электроэнергии объектами ВИЭ достигло 2,4 млрд кВт·ч, с годовым ростом на 77,8%. Доля от общего производства электрической энергии сложилась на уровне 2,3%⁴.

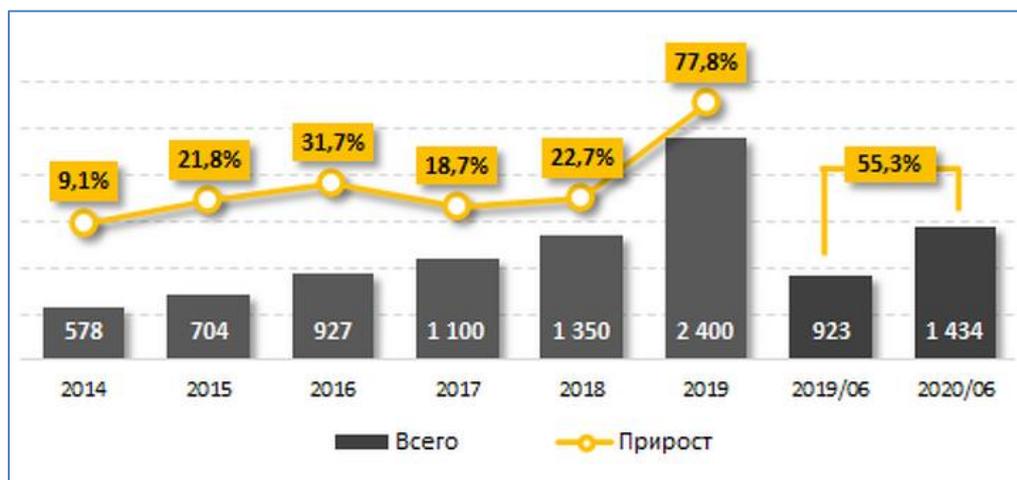


Рис. № 4.5 рисунка Объем электроэнергии, вырабатываемой объектами ВИЭ

	2020	2019
Установленная мощность. Июнь (МВт)		
Всего	1 500,0	733,5
Ветровые электростанции	383,9	231,9
Малые ГЭС	224,6	200,5
Солнечные электростанции	883,6	299,8
Биоэлектростанции	7,8	1,4
Выработка электроэнергии. Январь–июнь (млн кВт·ч)		
Всего	1 433,6	923,0
Ветровые электростанции	496,3	300,8
Малые ГЭС	331,4	393,8
Солнечные электростанции	603,4	226,6
Биоэлектростанции	2,5	1,8

На основе данных Министерства энергетики РК

Рис. № 4.6 рисунка Установленная мощность и производство электроэнергии различными технологиями ВИЭ.

³ <https://nangs.org/news/renewables/za-god-v-kazhastane-zapustili-21-krupnyy-obaekt-vie>

⁴ https://forbes.kz/news/2020/08/26/newsid_232125

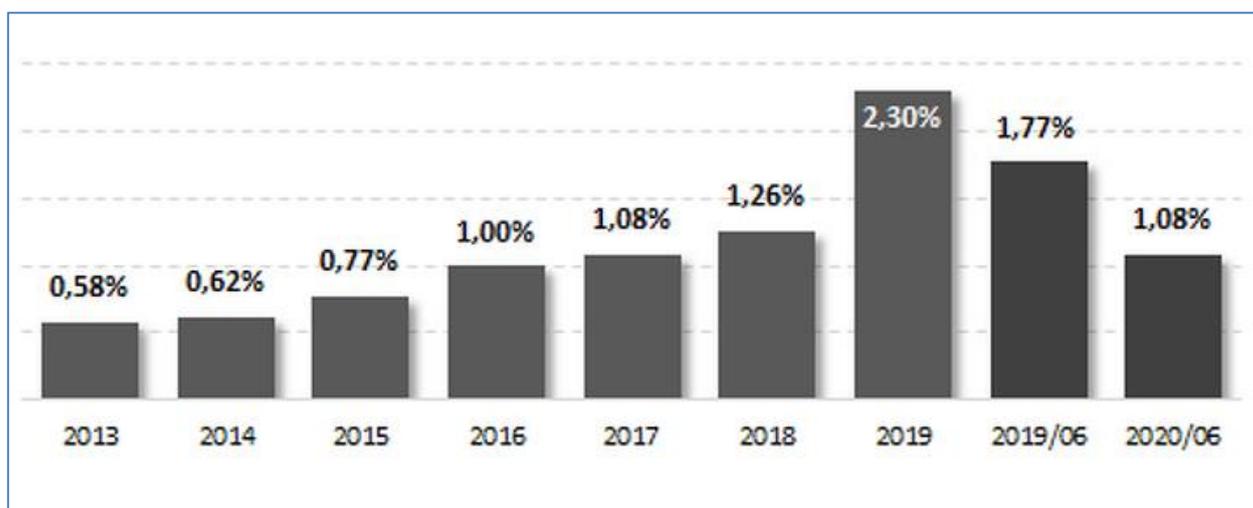


Рис. № 4.7 Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии.

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 2030г. и 50% (альтернативные и ВИЭ) в 2050 г.

По запросу Министерства энергетики Республики Казахстан было разработано «Руководство для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане». Данный документ является поэтапным руководством для инвесторов, планирующих реализацию проектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Казахстане, и включает информацию о мерах государственной поддержки развития ВИЭ и правилах проведения аукционных торгов, а также обзор основных нормативно-правовых актов, регламентирующих процедуры подготовки, согласования, утверждения и реализации проектов ВИЭ в Казахстане. Руководство разработано на основании нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов Республики Казахстан, действующих по состоянию на сентябрь 2018 г.

В 2019 году «Руководство для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане» было обновлено (редакция 2019 года). Руководство разработано с учетом внесенных изменений и дополнений в 2019 году в Правила, регламентирующие порядок работы сектора ВИЭ в Республике Казахстан. В 2020 г. осуществляется очередная актуализация Руководства.

Разработана Интерактивная система Веб-Атлас энергетического потенциала возобновляемых источников энергии Республики Казахстан.

Атлас ветровых ресурсов Казахстана создан в рамках Проекта правительства Республики Казахстан и «ПРООН/ГЭФ – инициатива развития рынка ветровой энергии». В веб-атласе ветровой энергии приводятся карты распределения средних скоростей ветра и ветроэнергетического потенциала по сезонам года на высотах 10, 50 и 100 м над поверхностью земли по территории Республики Казахстан⁵.

Солнечный Атлас был разработан казахстанской компанией «Sara Pro&Tech», состоящей из научных работников, экспертов спутниковой метеорологии, практиков – энергетиков, специалистов геоинформационных систем и разработчиков веб-приложений.

Исходные данные атласа будут актуализироваться при обновлении набора международных климатических баз. Атлас также будет предоставлять пользователям инструментарий по проведению анализа и расчетов для повышения обоснованности

⁵<https://rfc.kegoc.kz/page/vozobnovlyayemyye-resursy>

принятия управленческих решений по установке солнечных электростанций (фотоэлектрических станций)⁶.

2018 год ознаменовался успешным стартом первых аукционных торгов. Внедренный механизм аукционных торгов основан на изучении лучшего мирового опыта, с привлечением признанных международных экспертов в данной области — IRENA, NREL, USAID, а также общественных организаций, таких как НПП «Атамекен», АО «Национальная компания «KAZAKH INVEST», ОЮЛ «KAZENERGY», КЭА.

Этот механизм позволил, с одной стороны, сделать прозрачным и понятным процесс отбора проектов и инвесторов, с другой - сделать ставку на более эффективные технологии и проекты, позволяющие минимизировать влияние на тарифы у конечных потребителей от ввода мощностей ВИЭ. Аукционные международные торги 2018-2019 годов проведены в электронном формате для проектов ВИЭ суммарной мощностью 1 205 МВт. В торгах приняли участие 138 компаний из 12 стран: Казахстан, Китай, Россия, Турция, Германия, Франция, Болгария, Италия, ОАЭ, Нидерланды, Малайзия, Испания. Участниками аукционных торгов на выставленные 1205 МВт было предложено заявок на реализацию проектов установленной мощностью 3893,52 МВт, что превысило спрос в 3,2 раза. По итогам аукционных торгов 30 компаний подписали контракты с единым закупщиком электроэнергии ВИЭ (РФЦ) на 15 лет на суммарную мощность 804,3 МВт, 12 компаний находятся на стадии подписания контрактов с РФЦ на суммарную мощность 162,89 МВт.

Кроме того, необходимо отметить, что по заявкам участников аукциона произошло снижение тарифов на электроэнергию ветровых электрических станций (ВЭС) в среднем на 10,6%, малых гидроэлектростанций (ГЭС) на 14,5%, солнечных электрических станций (СЭС) на 36%. При этом, максимальное снижение тарифов по отдельным проектам составили для СЭС – 51%, ВЭС и ГЭС – 23%.

Информация по производству электрической энергии объектами ВИЭ		
	2020	2019
Установленная мощность. Июнь (МВт)		
Всего	1 500,0	733,5
Ветровые электростанции	383,9	231,9
Малые ГЭС	224,6	200,5
Солнечные электростанции	883,6	299,8
Биоэлектростанции	7,8	1,4
Выработка электроэнергии. Январь-июнь (млн кВт·ч)		
Всего	1 433,6	923,0
Ветровые электростанции	496,3	300,8
Малые ГЭС	331,4	393,8
Солнечные электростанции	603,4	226,6
Биоэлектростанции	2,5	1,8

На основе данных Министерства энергетики РК

Также за последние два года была проведена работа по привлечению инвестиций в сектор ВИЭ путем подписания ряда соглашений и меморандумов с международными финансовыми институтами и организациями на сумму порядка 240 млрд тенге (или 613 млн долларов). 28 ноября 2019 года подписан Меморандум о взаимопонимании

между Министерством энергетики Республики Казахстан и Азиатским Банком Инфраструктурных инвестиций (АБИИ).

В рамках вышеуказанного Меморандума также было подписано Соглашение между Министерством энергетики Республики Казахстан, АБИИ и ТОО «Жанатаская Ветровая Электростанция» о сотрудничестве и поддержке проекта ВЭС «Жанатаская Ветровая Электростанция 100 МВт».

4.3.4. Республика Молдова

В Республике Молдова сектор возобновляемых источников энергии в настоящее время регулируется Законом от 26.02.2016 № 10 о продвижении использования возобновляемых источников энергии, который предусматривает применение схем поддержки с целью повышения интереса к этому сектору⁷: чистый замер, фиксированный тариф фиксированная цена^{8,9,10}.

На конец 2019 года в Молдове было реализовано более 50 солнечных проектов общей мощностью 5МВт; в настоящее время в экосистеме небольшие наборы панелей (в среднем 10 кВт), установленные на крышах.

Также действуют 22 ветропарка общей мощностью 37 МВт.

В первом квартале 2020 г. общая установленная мощность генерации на ВИЭ составила 48,9 МВт, из них на малые ГЭС приходится 16 МВт, на ВЭС – 3,7 МВт, на СЭС – 0,5 МВт, биогаз – 3,6 МВт, на другие – 25,1 МВт; производство электроэнергии на ВИЭ составило 21,1 млн кВт·ч, из них на малые ГЭС приходится 3,2 млн кВт·ч, на ВЭС – 12,1 МВт, на СЭС – 0,1 МВт, биогаз – 5,7 МВт.

25 марта 2018 года вступил в силу Закон о продвижении использования возобновляемых источников энергии. Закон предусматривает внедрение новых схем поддержки для производителей электроэнергии из возобновляемых источников. Со вступлением в силу указанного Закона ожидается развертывание производств 168 МВт «зелёной» энергии по всей стране.

К 2020 году доля возобновляемых источников энергии в Молдове должна составить не менее 17%, что представляет собой национальную цель в данном секторе.

Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) работает над организацией проведения в Молдове первой серии аукционов для крупномасштабных проектов по возобновляемым источникам энергии и до 10 мая 2019 года принимал заявки от консультантов для поддержки проведения тендеров на чистую энергию.

В ходе аукционов планируется заключить контракты на 80 МВт ветровой энергии, 25 МВт фотовольтаики и 8 МВт биогаза. Торги открыты для проектов мощностью от 1 МВт и выше, за исключением минимальных порогов для ветровых станций в 4 МВт.

Всем крупным инвесторам будет предложено подать заявки на тендеры, объявленные созданной для этой цели правительственной комиссией. Конкуренция, между соответствующими инвесторами, обеспечит получение самой низкой цены на электроэнергию, произведенную за счет использования возобновляемых источников энергии¹¹.

Что касается намерений государственной поддержки инвестиций в возобновляемые источники энергии с точки зрения общей мощности, установленной для каждой технологии, в таблице ниже представлены лимиты мощности, максимальные ставки и типы мощности для электроэнергии из возобновляемых источников.

⁷https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=106068&lang=ro

⁸https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108822&lang=en

⁹https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=115445&lang=ro

¹⁰https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=120978&lang=ro

¹¹https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108823&lang=ro

Таблица 4.5–Объем мощностей ВИЭ, которые государство будет поддерживать к 2020 году

Категории мощности / Технология производства	Максимальные уровни мощности для рассматриваемых типов генерирующих установок, МВт			Предел мощности, МВт
	ВСЕГО МВт	Источники по фиксирован- ному тарифу	Источники по фиксирован- ной цене	
Ветряные установки	100	20	80	4
Солнечные PV установки	40	15	25	1
Когенерационные установки на биогазе	20	12	8	1
Когенерационные установки (на твердой биомассе)	5	5	0	1
Гидро	3	3	0	1
ИТОГО	168	55	113	

4.3.5 Российская Федерация

Цели государственной политики России в области развития электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии состоят в вовлечении инновационных наукоёмких технологий в энергетическую сферу, стимулировании развития национального кластера производства высокотехнологичного экспортно-ориентированного генерирующего оборудования и инжиниринга, в диверсификации энергобаланса, а также в выполнении международных обязательств Российской Федерации по ограничению выбросов парниковых газов.

Принятые в рамках реализации государственной политики нормативно-правовые акты дали импульс для развития нового сектора энергетики в Российской Федерации.

Для оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) основные положения схемы поддержки ВИЭ, отраженные в Федеральном законе № 35-ФЗ, были прописаны в Постановлении № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»¹², принятом в 2013 году. В соответствии с принятым Постановлением поставщики возобновляемой энергии получают право на заключение долгосрочных договоров поставки мощности (ДПМ) на основе конкурсного отбора инвестиционных проектов.

Конкурсные отборы инвестиционных проектов для ценовых зон рынка проводятся ежегодно АО «АТС» при участии Ассоциации «НП Совет рынка» и АО «СО ЕЭС». Согласно Распоряжению Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 №1-р «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»¹³ был установлен целевой объем ввода энерго мощностей на основе ВИЭ до 2024 года в размере 5426 МВт.

Основные требования, предъявляемые к заявителю для участия в конкурсе, прописаны в Постановлении Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172¹⁴.

¹²http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/

¹³<http://docs.cntd.ru/document/902137809>

¹⁴http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/

Благодаря реализуемой с 2013 года программе поддержки ВИЭ по состоянию на конец первого квартала 2020 года в России построено более 1 500 МВт энерго мощностей ВИЭ, а совокупная годовая выработка электроэнергии на объектах возобновляемой энергетики достигла 2 млрд кВт·ч. Темпы ввода зелёной генерации в России в 2019 году выросли вдвое по сравнению с 2018 годом, а в 2020 году, за первый квартал которого было уже введено 300 МВт, ожидается дальнейшее двукратное увеличение объёмов строительства. Всего за 2020 год планируется ввести более 1 000 МВт объектов ВИЭ¹⁵.

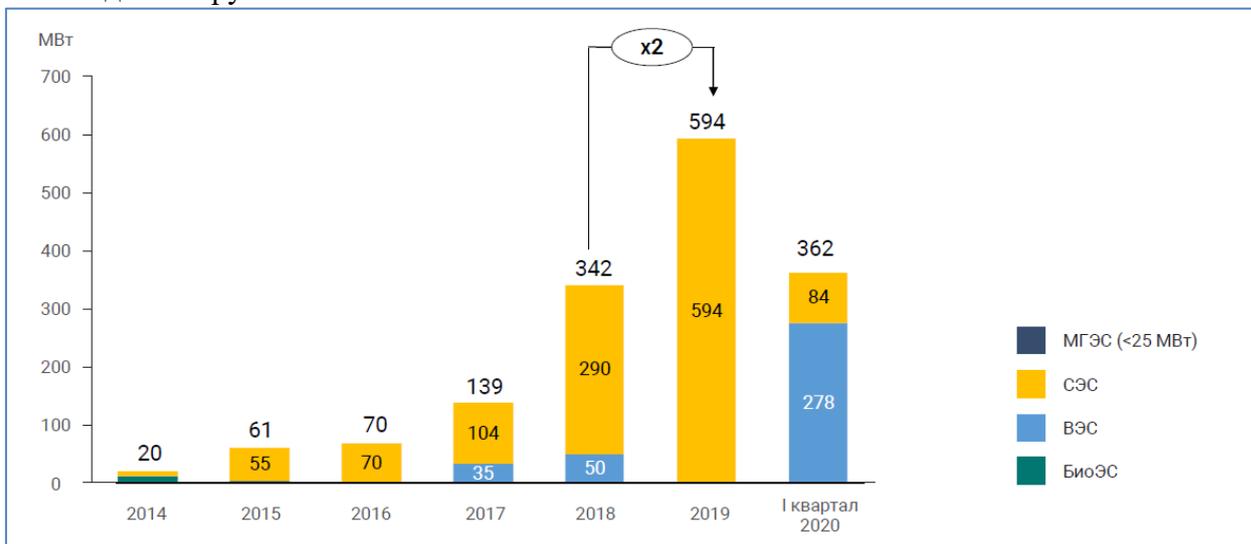


Рисунок 4.8 – Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ в России

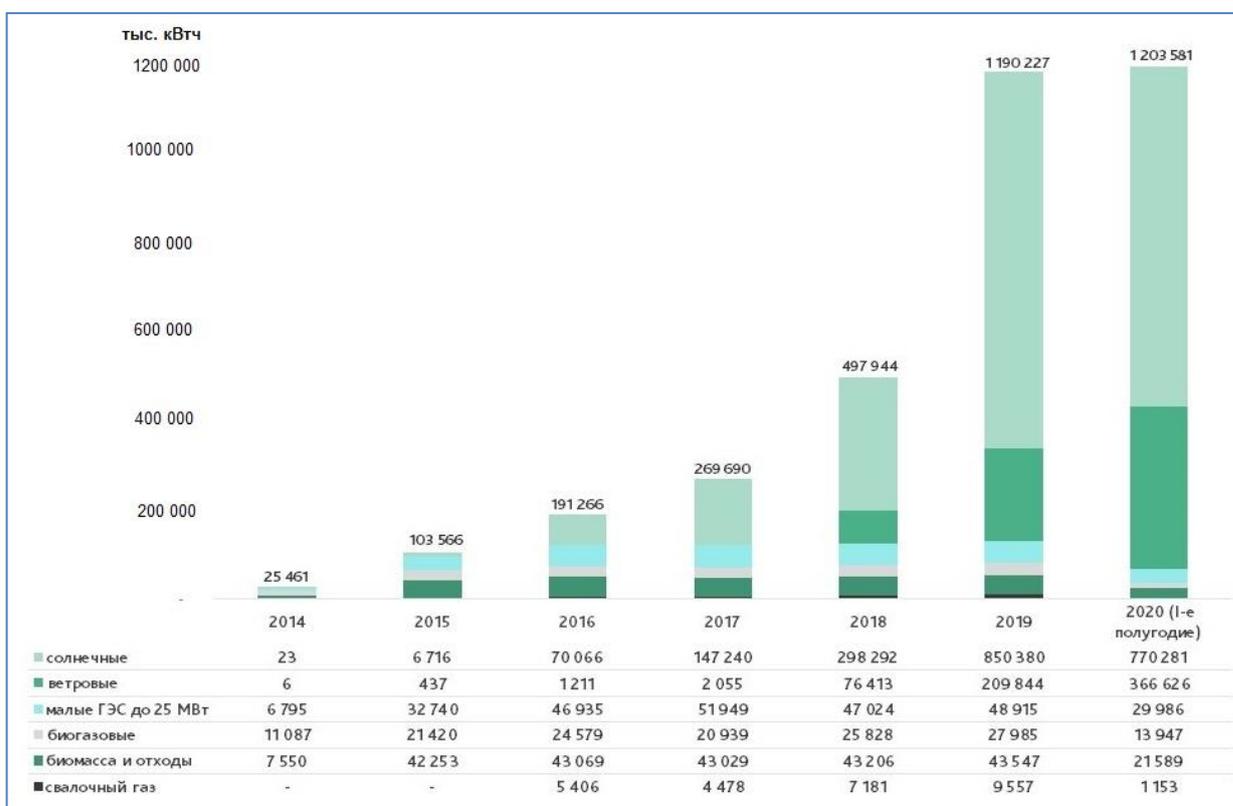


Рисунок 4.9 – Объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках, подтвержденный сертификатами¹⁶

¹⁵<https://rreda.ru>

¹⁶<https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm>

Задача создания отечественного инновационного энергомашиностроительного кластера в секторе возобновляемой энергетики реализуется посредством выстраивания участниками российского рынка ВИЭ эффективного сотрудничества промышленных предприятий и научных центров с крупными международными промышленными компаниями, которые обеспечивают трансфер технологий и организуют в России процесс производства оборудования ВИЭ с максимальным вовлечением отечественных предприятий в цепочки поставок.

Солнечная электроэнергетика

Группа компаний «Хевел»

Группа компаний «Хевел» является крупнейшей в России интегрированной компанией в отрасли солнечной энергетики и предоставляет полный комплекс услуг: от научных исследований и разработок в сфере солнечной энергетики (Научно-технический центр тонкопленочных технологий в энергетике в г. Санкт-Петербурге), производства фотоэлектрических (солнечных) модулей (завод ООО «Хевел» в г. Новочебоксарске) до проектирования, строительства и эксплуатации объектов солнечной генерации различной мощности и сложности на территории Российской Федерации и за рубежом (ООО «Авелар Солар Технолоджи»).

Завод по производству солнечных модулей ООО «Хевел» (в г. Новочебоксарске Чувашской Республики) – первый и единственный в России и Европе завод полного цикла по производству высокоэффективных фотоэлектрических ячеек и модулей нового поколения (производственная мощность 340 МВт в год) был запущен в феврале 2015 года.

Благодаря внедрению уникальной гетероструктурной технологии собственной разработки продукция ООО «Хевел» входит в ТОП-5 по эффективности фотоэлектрических преобразователей в мире (КПД ФЭП более 23%) и обладает высоким экспортным потенциалом.

За разработку и промышленное освоение данной технологии в 2018 году специалистам ГК «Хевел» присуждена премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Также компания обеспечивает разработку и инжиниринг широкой линейки решений для солнечной генерации на оптовом и розничном рынках электроэнергии (сетевая, локальная и распределенная генерация), а также для микрогенерации (готовые комплекты оборудования для частных домовладений, объектов малого и среднего предпринимательства, фермерских хозяйств).

В рамках развития сетевой солнечной генерации до настоящего времени ГК «Хевел» построены и успешно функционируют на оптовом рынке электроэнергии и мощности и розничном рынке электроэнергии сетевые солнечные электростанции (СЭС) суммарной установленной мощностью 612 МВт в Республиках Алтай, Адыгея, Башкортостан, Бурятия, Калмыкия, в Астраханской, Волгоградской, Саратовской и Оренбургской областях. В частности, в 2014 году была открыта первая в России сетевая СЭС в Республике Алтай – Кош-Агачская СЭС-1 мощностью 5 МВт. В 2017 году в Майминском районе Республики Алтай на оптовом рынке электроэнергии и мощности введена в эксплуатацию первая СЭС, построенная на гетероструктурных модулях российского производства мощностью 20 МВт, в 2020 году состоялось открытие на территории Республики Башкортостан первой в России солнечной электростанции на розничном рынке электроэнергии с применением систем накопления энергии – Бурзянской СЭС мощностью 10 МВт. Бурзянская СЭС уникальна тем, что на станции установлена система накопления электроэнергии энергоемкостью по 4 МВт·ч с режимом работы, учитывающим параметры выработки энергии и спроса. Впервые в России солнечная электростанция может работать как параллельно с сетью, так и в изолированном режиме.

Помимо сетевой генерации одним из стратегических направлений деятельности ГК «Хевел» является развитие локальной и распределенной генерации с использованием

ВИЭ, в том числе различные инфраструктурные решения на базе солнечной энергии. Проекты строительства автономных гибридных (дизель-солнечных) энергоустановок для обеспечения устойчивого энергоснабжения децентрализованных районов субъектов Российской Федерации реализованы ГК «Хевел» на территории удаленных энергоизолированных населенных пунктов Забайкальского края, Республики Алтай и Республики Тыва. В настоящее время осуществляется строительство АГЭУ на территории Чукотского автономного округа и Красноярского края, в том числе самая большая АГЭУ в России в п. Тура Эвенкийского района, суммарная установленная мощность которой превышает 14 МВт с мощностью ФЭС 2,5 МВт.

В октябре 2019 года АО «СО ЕЭС» и группа компаний «Хевел» сформировали совместную рабочую группу, которая займется созданием нормативно-технической базы для инновационного сегмента российской электроэнергетики - систем накопления электроэнергии (СНЭЭ). Использование промышленных накопителей позволяет максимально эффективно использовать возможности ВИЭ, снижая негативные факторы влияния нестабильной генерации на режимы энергосистемы. Ключевой задачей рабочей группы станет разработка и апробация технических и функциональных требований к работе накопителей в Единой энергетической системе России. После этого в целях уточнения этих требований будет организовано проведение натурных испытаний различных режимов работы СНЭЭ в составе ЕЭС России. Испытания, которые планируется провести в 2020 году, пройдут в СЭС, а также в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ – на Кош-Агачской СЭС.

ООО «Хелиос-Ресурс»

ООО «Хелиос-Ресурс» — производитель мультикремниевых слитков и пластин. В 2014 году компания начала выпуск кремниевых мультикристаллических пластин на производственной площадке в г. Мытищи Московской области. Объем выпуска продукции составлял 60 МВт. Позже развитие получила производственная площадка в г. Саранске (Республика Мордовия), благодаря чему общий объем производства достиг 180 МВт в год.

Технология компании позволяет получать мультикристаллический кремний высокой чистоты, из которого в дальнейшем производятся солнечные модули с КПД, соответствующим мировым стандартам. Готовые фотоэлектрические модули, изготовленные на основе мультикристаллических пластин ООО «Хелиос-Ресурс», полностью соответствуют требованиям по степени локализации, установленным Правительством Российской Федерации, и поставляются для строительства солнечных электростанций по ДПМ ВИЭ.

ООО «Солар Кремниевые технологии»

Другим крупным игроком в секторе производства компонентов фотоэлектрических модулей является ООО «Солар Кремниевые технологии». Это единственное предприятие на территории России, которое производит моно- и мультикристаллические кремниевые пластины⁴⁹, соответствующие высоким стандартам качества и удовлетворяющие требованиям для производства фотоэлектрических модулей по технологии PERC50. Производственная площадка ООО «Солар Кремниевые технологии» находится на территории бывшего Подольского химико-металлургического завода, расположенного в Московской области. Объемы производства – 200 МВт в год.

В России уже функционирует более 1 200 МВт солнечных электростанций, построенных в рамках текущей программы поддержки ВИЭ, а к 2024 году эта цифра превысит 2 000 МВт.

Ветроэнергетика

Сектор ветрогенерации в рамках программы ДПМ ВИЭ делят три участника: Фондразвития ветроэнергетики (консорциум АО «РОСНАНО» и ПАО «Фортум»), АО «Новавинд» (ГК «Росатом») и ПАО «Энел Россия». Каждый из них реализует собственный подход к локализации производства оборудования.

Фонд развития ветроэнергетики

Фонд развития ветроэнергетики создан ПАО «Фортум» и АО «РОСНАНО» на паритетной основе в 2017 году в целях инвестирования в строительство ветропарков. Управление Фондом осуществляет УК «Ветроэнергетика», принадлежащая ПАО «Фортум» и ООО «УК «РОСНАНО» в равных долях. Партнеры на паритетной основе собираются инвестировать совокупно до 30 млрд рублей в проекты ветрогенерации. Также будет привлекаться заемное банковское финансирование.

Основным технологическим партнёром и поставщиком ветроустановок для проектов Фонда развития ветроэнергетики стал мировой лидер по производству ветротурбин — датская компания Vestas. 18 мая 2018 года ООО «Вестас Рус» на производственной площадке Liebherr (г. Дзержинск Нижегородской области) открыл завод по производству гондол ВЭУ, сборке системы управления углом поворота гондолы и системы охлаждения. В октябре 2019 года на заводе Liebherr была собрана первая гондола Vestas V126 новой модификации для турбины мощностью 4,2 МВт. 13 декабря 2018 года ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» — пока единственная в России компания по производству композитных лопастей для ВЭУ — открыла завод в г. Ульяновске. Поставщиком стекловолокна для ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» является завод ОАО «ОСВ Стекловолокно», расположенный в Гусь-Хрустальном. 13 декабря 2018 года испанская компания Windar Renovables S. L. (глобальный OEM-партнёр Vestas), УК «Роснано» и ПАО «Северсталь» создали совместное предприятие — ООО «Башни ВРС», которое является поставщиком башен для ветроэнергетических установок Vestas. Производственная площадка находится в г. Таганрог Ростовской области. В 2019 году на этом заводе также начато производство башен для турбин ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи». В апреле 2020 года ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» отправил продукцию на экспорт: партию из 48 лопастей поставили с площадки ульяновского предприятия заказчику в Данию. Экспорт одного из ключевых компонентов ВЭУ, локализованного в России, стал первым в истории отечественного энергомашиностроения.

Первым завершённым совместным проектом партнерства стала Ульяновская ВЭС-2 мощностью 50 МВт. Станция начала поставлять электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в январе 2019 год.

1 мая 2020 года Каменская ВЭС установленной мощностью 100 МВт в полном объеме начала поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Первая очередь станции (50 МВт) начала поставки на ОРЭМ 1 апреля 2020 года. Ветроэлектростанция стала вторым завершённым объектом Фонда развития ветроэнергетики в Ростовской области.

1 июня 2020 года Гуковская ВЭС установленной мощностью 100 МВт начала поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Ветроэлектростанция стала третьим завершённым объектом Фонда развития ветроэнергетики. Также в Ростовской области идет подготовка к началу строительства Казачьей ВЭС установленной мощностью 100 МВт. Кроме того, Фонд реализует проекты строительства ветроэлектростанций в Республике Калмыкии (200 МВт) и в Астраханской области (176 МВт).

Таким образом, портфель реализованных в Ростовской и Ульяновской областях проектов Фонда сегодня состоит из трех ветроэлектростанций суммарной мощностью 250 МВт. На различной стадии реализации находятся проекты суммарной мощностью 576 МВт.

АО «НоваяВинд»

АО «НоваяВинд» отвечает в Госкорпорации «Росатом», в том числе за реализацию направления «Ветроэнергетика». АО «ВетроОГК» (входит в контур управления ?

АО «НоваВинд») с 2016 г. отвечает за строительство и эксплуатацию ветроэлектростанций (далее - ВЭС).

До 2023 г. предприятиям в контуре управления АО «НоваВинд» предстоит построить ВЭС общей мощностью 1 ГВт в рамках исполнения заключенных на ОРЭМ договоров о предоставлении мощности. Ветроэнергетические станции появятся в Республике Адыгея, Ставропольском крае и Ростовской области.

Технологическим партнёром АО «НоваВинд» является нидерландская компания Lagerwey Systems B.V., осуществляющая разработку, установку и обслуживание ветроэнергетических установок под ключ. Lagerwey Systems B.V. находится под управлением Enercon GmbH — одного из ведущих мировых производителей ветроэнергетических установок. В рамках указанного партнёрства АО «НоваВинд» организовало на территории Российской Федерации промышленное производство компонентов ВЭУ: генератора и гондолы безредукторной ветроэнергетической установки. ООО «ВетроСтройДеталь» — партнёр АО «НоваВинд» в части производства и поставок башен для ветроэнергетических установок. На территории Ростовской области (г. Волгодонск) компания реализует инвестиционный проект строительства завода по серийному производству модульных стальных башен для ветроэнергетических установок.

Адыгейская ВЭС стала первым завершённым проектом Новавинда. Строительство ветропарка началось в сентябре 2018 г. Объём совокупных инвестиций компании превысил 23 млрд руб. Расчетная выработка Адыгейской ВЭС составит около 354 млн кВтч/год. Самая крупная в России ветроэлектростанция Адыгейская ВЭС с установленной мощностью 150 МВт состоит из 60 ветроэнергетических установок и приступила к поставкам на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Ввод объекта в эксплуатацию позволит снизить энергодефицит Адыгеи на 20 %.

Планируемые к реализации проекты:

– Кочубеевская ВЭС в Кочубеевском районе Ставропольского края, установленной мощностью -210 МВт.

– Кармалиновская ВЭС в Новоалександровском городском округе Ставропольского края, установленной мощностью - 60 МВт.

– Марченковская ВЭС в Зимовниковском районе Ростовской области, установленной мощностью - 120 МВт.

– Бондаревская ВЭС в Ипатовском районе Ставропольского края, установленной мощностью - 120 МВт.

– Медвеженская ВЭС в Труновском районе Ставропольского края установленной мощностью - 60 МВт.

ПАО «Энел Россия»

В июне 2017 года Энел Россия выиграла федеральный тендер на строительство двух объектов ветрогенерации установленной мощностью 201 МВт и 90 МВт.

23 мая 2019 года состоялась торжественная церемония закладки первого камня ветропарка Азовская ВЭС в Ростовской области. Ветропарк будет оснащен в общей сложности 26 турбинами и расположен на территории площадью 133 гектара. Установленная мощность каждой турбины составляет 3,5 МВт. Завершена установка и заливка фундаментов. В настоящее время в области продолжаются работы по возведению ветроэнергетических установок.

В июне 2019 года Энел Россия выиграла федеральный тендер на строительство ветропарка Родниковский в Ставропольском крае мощностью 71 МВт .

19 сентября 2019 года Энел Россия приступила к строительству Кольской ВЭС, мощностью 201 МВт – крупнейшего ветропарка за Полярным кругом. В сентябре 2020 г. начата сборка основных компонентов ветроэнергетического оборудования для Кольской ВЭС в Мурманской области – крупнейшего проекта возобновляемой энергетики в России за Полярным кругом мощностью 201 МВт.

Основным технологическим партнёром и поставщиком ветроустановок для проектов ПАО «Энел Россия» является Siemens Gamesa — один из ведущих мировых производителей ветроустановок — реализует в России программу локализации редукторной ВЭУ модели SG 3.4–132 мощностью 3,4 МВт в рамках сотрудничества ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» с ПАО «Энел Россия». В сентябре 2018 года было подписано соглашение между ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» и ООО «Сименс технологии газовых турбин» (СТГТ) о сборке гондол ветроустановок мощностью 3,4 МВт SG 3.4–132 на площадке СТГТ в Ленинградской области (промышленная зона Горелово Ломоносовского района). Производственный процесс на площадке начался в августе 2019 года, поставки ВЭУ на российский рынок планируются в 2020 году.

Башни для ветроустановок Siemens Gamesa в России производятся на заводе ООО «Башни ВРС» в Таганроге с сентября 2019 года. ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» проводит постепенное расширение локальной сети поставщиков в России. Так, в ноябре 2018 года был подписан контракт с российским электротехническим концерном «Русэлпром» (г. Санкт-Петербург), который будет производить и поставлять генераторы для ветровых турбин, а в феврале 2019 года заключён договор с группой «СВЭЛ» (г. Екатеринбург) о поставке силовых трансформаторов для собираемых ветроустановок. Конвертеры для ветроустановок Siemens Gamesa будут производиться также в Санкт-Петербурге на заводе «Электронмаш». В апреле 2020 года компания «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» произвела первую отгрузку деталей для Азовской ВЭС (заказчик — «Энел Винд Рус Азов»): в Ростов-на-Дону были отправлены шесть гондол и девять ступиц, изготовленных на производстве ООО «Сименс технологии газовых турбин».

Группа РусГидро

Группа РусГидро считает использование ВИЭ важным стратегическим направлением и ведет последовательную работу по развитию проектов малой и крупной гидроэнергетики, солнечной, ветровой и геотермальной генерации. Большая часть таких проектов расположена в изолированных и труднодоступных районах Дальнего Востока.

Начиная с 2012 года РусГидро ведет планомерную работу по развитию проектов ВИЭ в ДФО. Реализовано 27 проектов общей мощностью 6,5 МВт. Среди них 22 проекта - солнечная генерация и 5 проектов - ветровая генерация.

Группа РусГидро в 2019-2020 году реализовала проект строительства СЭС 1,3 МВт на сооружениях Нижне-Бурейской ГЭС, включая понтонную площадку. Целью проекта является апробирование технологии комбинированной работы различных ВИЭ в автономном режиме. Мощность СЭС выбрана с учетом возможности обеспечения собственных нужд Нижне-Бурейской ГЭС, что в свою очередь увеличит полезный отпуск электроэнергии и повысит эффективность работы ГЭС. В настоящее время СЭС работает в режиме опытной эксплуатации.

Успешная реализация проекта позволит получить опыт строительства СЭС на ГЭС для снижения затрат на реализацию перспективных проектов СЭС. Годовая выработка электроэнергии СЭС после ее выхода на полную мощность составит порядка 1,4 млн кВт·ч. Данный проект является экспериментальным и на текущий период единственным в России, когда прилегающая территория и инфраструктура обеспечивающая работу существующей ГЭС используется для возведения и последующей эксплуатации СЭС без выделения новых земель на строительство объектов энергетики.

Использование солнечных коллекторов

Промышленные и бытовые объекты, горячее водоснабжение которых осуществляется солнечными коллекторами, расположены по всей России: от южного Краснодарского края до арктических широт на севере; от Ленинградской области на западе до Камчатки на востоке. Солнечные коллекторы используют ПАО РЖД, АК «Алроса», ПАО «Сургутнефтегаз», аэропорты Домодедово (Московская область) и

Платов (Ростовская область). Компаниями АК «Алроса» и ООО «Новый Полус» реализован проект солнечной водонагревательной системы в вахтовом поселке Накын (Якутия) который находится за полярным кругом. Площадь поля солнечных коллекторов составляет 300 м², мощность – 225 кВт. В летнее время система обеспечивает горячей водой вахтовый поселок, что позволяет значительно сократить потребление привозного дизеля, стоимость которого на удаленных арктических территориях может достигать 100 и более рублей за литр.

Еще одним примером является единственная котельная в России, которая работает на солнечных коллекторах (г. Нариманов, Астраханская область). Тепловая мощность котельной составляет 3 МВт, котельная состоит из 2200 солнечных коллекторов (производитель – компания Vuderus) и обслуживает 11,6 тысяч человек. В зимний период частично отопление закрывается природным газом. В результате работы котельной экономия по природному газу составляет 8,4 млн м³ в год.

Использование тепловых насосов и тепла шахтных вод

Как и солнечные коллекторы, тепловые насосы тоже приобретают все большую популярность. Они могут служить источниками отопления и горячего водоснабжения (а также и кондиционирования) в неподключенных к сетевому природному газу местах.

Проект «Энергоэффективный жилой дом в микрорайоне Никулино-2», реализованный в 1998–2002 годах, направлен на решение проблемы эффективного использования энергоресурсов в городском хозяйстве Москвы. В рамках проекта фактически впервые в России была построена теплонасосная система горячего водоснабжения многоэтажного дома. Поскольку режим работы тепловых насосов, использующих тепло земли и тепло удаляемого воздуха, постоянный, а потребление горячей воды переменное, система горячего водоснабжения оборудована баками-аккумуляторами.

На сегодняшний день в России реализованы десятки проектов в промышленных и офисных зданиях и жилых домах с мощностью тепловых насосов до 2 МВт в Северо-Западном, Центральном, Южном и Сибирском федеральных округах.

Система отопления и горячего водоснабжения здания Гиперкуб в Сколково смонтирована компанией Stiebel Eltron. Мощность системы составляет 69 кВт, площадь отопления и горячего водоснабжения - 6000 м².

В городе Новошахтинск (Ростовская область) с населением 107 тысяч человек компания ООО «Теплонасосные системы - Новошахтинск» реализовала проект котельной на тепловых насосах с использованием тепла шахтных вод. Проект обеспечивает теплом центральный район города и производит 11,4 тыс. Гкал тепла в год, что составляет 8% от его общегородского потребления. Еще одним примером является проект системы теплоснабжения мощностью 130 кВт на шахте «Осинниковская» (Кемеровская область). В августе 2008 года было завершено строительство четырёхзвездочного комплекса гостиницы «Гамма» в Туапсинском районе, где спроектирован, смонтирован и запущен в эксплуатацию энергоцентр с использованием экологически безопасной, пожаровзрывобезопасной, экономически и энергетически эффективной технологии теплового насоса общей тепловой мощностью 1 МВт. Установка ТНУ позволила решить вопросы отопления, горячего водоснабжения (ГВС), кондиционирования гостиницы (13 тыс. м², 200 номеров) и пяти отдельно стоящих пятиэтажных спальных корпусов (7400 м², 150 номеров), в зоне семейного отдыха, без подвода газовой магистрали. Данный проект является одним из крупнейших на территории России из реализованных российскими специалистами проектов с использованием теплонасосной технологии.

4.3.6 Республика Узбекистан

Правительство Республики Узбекистан реализует крупномасштабную стратегию использования возобновляемых источников энергии для развертывания в следующие 10 лет до 5 ГВт рентабельной и экологически чистой возобновляемой генерации для удовлетворения значительного увеличения спроса в стране.

Большей частью сектор ВИЭ регулируется законом «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 21 мая 2019 года №ЗРУ-539. В соответствии с Законом основным регулирующим органом в области использования возобновляемых источников энергии является Министерство энергетики Республики Узбекистан.

Главным образом, Закон затрагивает общие льготы, предоставляемые инвестору, который планирует импортировать или внедрять установки возобновляемых источников энергии.

Государством предоставляются следующие формы льгот и привилегий для инвесторов:

- установление налоговых, таможенных и иных льгот и преференций;
- содействие созданию и применению инновационных технологий;
- обеспечение гарантированного подключения к единой электроэнергетической системе установок возобновляемых источников энергии.

Для производителей установок ВИЭ государство предусматривает освобождение от всех налогов в течение 5 лет с даты их государственной регистрации. Производители возобновляемой энергии будут также освобождены от налога на прибыль и земельного налога по участкам, занятым этими установками (номинальной мощностью 0,1 МВт и более) сроком на десять лет с момента ввода их в эксплуатацию.

Согласно Указу «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» № ПП-4422 с 1 января 2020 года юридическим лицам, получающим кредиты на приобретение возобновляемых источников энергии, энергоэффективных газовых горелок и котлов, а также другого энергоэффективного оборудования, предоставляется компенсация за счет средств Государственного бюджета Республики Узбекистан. Компенсация предоставляется при условии, если сумма расходов по кредитам не превышает 5 млрд. сумов (примерно 531 915 долларов США).

В сфере гидроэнергетики в Узбекистане были построены ряд гидроэлектростанций (ГЭС), а именно: Чирчикская, Шамалдысайская, Ходжикентская, Тюямуюнская, Курпсайская, Кадырьинская, Головная, Андижанская, Туполангская, Ак-Кавакская ГЭС и другие, общей установленной мощностью 247,1 МВт. Согласно Концепции развития гидроэнергетической отрасли Республики на 2020-2024 годы, к 2025 году планируется сдать в эксплуатацию 4 ГЭС суммарной мощностью более 30 МВт и 16 малых ГЭС мощностью до 30 МВт. Общая стоимость всех проектов превысит \$2,68 млрд, в том числе \$2 млрд собственных и \$643 млн кредитных средств¹⁷.

Первый шаг к привлечению прямых иностранных инвестиций в энергетический сектор был сделан путем проведения открытого тендера на ГЧП на фотоэлектрические установки мощностью 100 МВт в г. Навои, при поддержке Международной финансовой корпорации в качестве консультанта по проведению прозрачного механизма, обеспечивающего конкурентоспособность и международное участие. Компания Masdar (ОАЭ) выиграла этот первый конкурсный тендер на солнечную фотоэлектрическую систему IPP.

Правительство страны назначило Азиатский банк развития (АБР) для предоставления консультационных услуг по сделкам в рамках программы по развитию ряда

¹⁷<http://azizovpartners.uz/ru/2020/08/03/возобновляемая-энергетика-в-узбекис/>

фотоэлектрических станций по всему Узбекистану общей мощностью до 1000 МВт на основе государственно-частного партнерства (PPP) («Солнечная программа»). Структура проектов будет соответствовать передовой международной практике и основываться на хорошо известных прецедентах. Прозрачность процесса закупок, своевременность доставки, сбалансированное распределение рисков, доступность тарифов и соотношение цены и качества для Правительства Узбекистана будут ключевыми руководящими принципами для успешной реализации проектов. Более того, проекты будут осуществляться в соответствии с Законом о государственно-частном партнерстве от 10 мая 2019 года и учитывать требования, установленные Законом об использовании возобновляемых источников энергии от 21 мая 2019 года. Площадка, расположенная в Шерабадском районе Сурхандарьинской области, была выбрана для разработки проекта по строительству фотоэлектрической станции с минимальной мощностью 200 МВт, включая новую подстанцию 220 кВ и линию электропередачи длиной 52 км для подключения к подстанции 220 кВ Сурхан («Проект»). Правительство страны в настоящее время проводит международный тендер при поддержке АБР для привлечения и выбора квалифицированного частного разработчика-инвестора для Проекта («Частный партнер»).

В Узбекистане планируется реализовать 12 крупных проектов в области возобновляемых источников энергии общей стоимостью \$3,56 млрд.

Крупнейший из них – проект ACWA Power по строительству двух ветровых электростанций мощностью 1 тыс. МВт в Навоийской и Бухарской областях общей стоимостью \$1,3 млрд.

В Республике Каракалпакстан планируется построить две ветровые электростанции Koratau-2 и Koratau-3 общей мощностью 300 МВт за \$300 млн, а в Навоийской области – еще одну ветровую электростанцию мощностью 500 МВт с инвестициями \$550 млн от компании Masdar. Эта же компания построит в Навоийской области солнечную электростанцию на 100 МВт за \$110 млн.

В Самаркандской области компания Total Eren реализует проект строительства фотоэлектрической станции на 100 МВт и стоимостью \$100 млн. В Самаркандской и Джизакской областях будут построены две фотоэлектрические станции по проекту Skalling Solar-2 мощностью 200 МВт каждая. Общий объем инвестиций по ним составит \$360 млн.

Возведение солнечной электростанции в рамках проекта Skalling Solar-3 общей мощностью 500 МВт предполагает инвестиции в размере \$425 млн. О месте реализации этого проекта не сообщается.

В Сурхандарьинской области Республики намечено построить две солнечные электростанции (проекты Sherabad-1 и Sherabad-2) на 500 МВт с общими инвестициями \$415 млн.¹⁸

¹⁸<https://uzreport.news/>

4.4 Актуальные обзоры, доклады и периодические издания по ВИЭ

4.4.1 Международные обзоры и доклады по ВИЭ

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Сообщество REN21	Глобальный отчет о состоянии возобновляемых источников энергии в городах	2019
	Глобальный доклад REN21 о статусе возобновляемой энергетики 2020	2020
	Основные результаты доклада REN21 2020. Цифры, факты и тренды возобновляемой энергетики	2020
Международное Агентство Возобновляемой Энергетики (IRENA)	Решения для интеграции высоких долей переменной возобновляемой энергии (отчет Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) для Рабочей группы G20 по энергетическим переходам (ETWG))	2019
	Отчет «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2020»	2020
	Глобальный прогноз возобновляемой энергетики: трансформация энергетической отрасли до 2050 года	2020
ЕЭК ООН	Откровенный разговор в странах ЕЭК о том, как развивать возобновляемую энергетику (усовершенствованная версия)	2019
	На пути к инвестициям и внедрению устойчивой возобновляемой энергетики (усовершенствованная версия)	2019
	Пути перехода к устойчивой энергетике. Ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН	2020
Международное Энергетическое Агентство (МЭА)	Прогноз мировой энергетики 2019	2019
	IEA Sustainable recovery 2020	2020
Всемирный Совет по ветроэнергетике (GWEC)	Global Wind Report 2019	2019
	Global Offshore Wind Report 2020	2020
ЭСКАТО	Дорожная карта по развитию энергетических связей для Азиатско-Тихоокеанского региона: стратегии по объединению энергосистем региона	2019
	ACCELERATING SDG7 ACHIEVEMENT IN THE TIME OF COVID-19	2020

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.31)

4.4.2 Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ

Государства – участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Азербайджанская Республика	Международное Агентство Возобновляемой Энергетики (IRENA)	Оценка готовности к возобновляемым источникам энергии (Renewables Readiness Assessment)	2019
Республика Армения	Фонд энергосбережения и возобновляемой энергетики	Картографирование потенциала солнечной энергии на территории Армении	2018
Республика Беларусь	ЕЭК ООН	Лучшие практики в области устойчивой энергетики в Беларуси, о пробелах в реализации практик устойчивой энергетики, проблемах их внедрения	2018
	ЕЭК ООН	Проект Национального плана действий в области устойчивой энергетики для Республики Беларусь	2019
Республика Казахстан	Министерство энергетики Республики Казахстан	Национальный отчет по переходу к «зеленой экономике» за 2013-2016 годы (содержит раздел ВИЭ)	2017
	KAZENERGY	Национальный Энергетический Доклад KAZENERGY (содержит раздел «ВИЭ: выход на новые рубежи, несмотря на имеющиеся проблемы»);	2019
	Казахстанская электроэнергетическая ассоциация	Отчет о работе Комитета КЭА по возобновляемым источникам энергии за 2019 год	2020
Кыргызская Республика	Международное Энергетическое Агентство (МЭА)	Энергетический профиль Кыргызстана	2020
Республика Молдова	IRENA	Оценка готовности к возобновляемым источникам энергии (Renewables Readiness Assessment)	2019
	МЭА	Углубленный обзор политики Республики Молдова в области энергетики	2020
Российская Федерация	Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ)	Анализ результатов программы поддержки ВИЭ 1.0. Параметры продления поддержки после 2024 года	2019
		Информационный бюллетень «Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития»	2020

	Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ)	Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2019 год	2020
Республика Таджикистан			
Туркменистан			
Республика Узбекистан			

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 4.4.

4.5 Анализ мирового опыта развития ВИЭ: основные выводы

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. Стоимость солнечных фотоэлектрических модулей на начало 2020 г. упала примерно на 90% с конца 2009 года, в то время как стоимость ветряных турбин упала на 55-60% с 2010 года^{19,20}. 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 десятилетий²¹.

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 %. В 2019 году мировой рынок ветроэнергетики увеличился на 19%, добавив около 60 ГВт новых сетевых мощностей (включая более 54 ГВт на суше и более 6 ГВт в оффшоре). Это был второй по величине годовой прирост мощности за всю историю, который последовал за трехлетним падением после пика 2015 года (63,8 ГВт). Оффшорная ветроэнергетика играет все более важную роль на мировом рынке, на нее в 2019 году пришлось рекордная десятая часть добавленных мощностей. Вновь установленная за год мощность ветроэнергетики увеличила общемировой показатель на 10% до примерно 651 ГВт в целом (621 ГВт на суше и остальное в оффшоре).²²

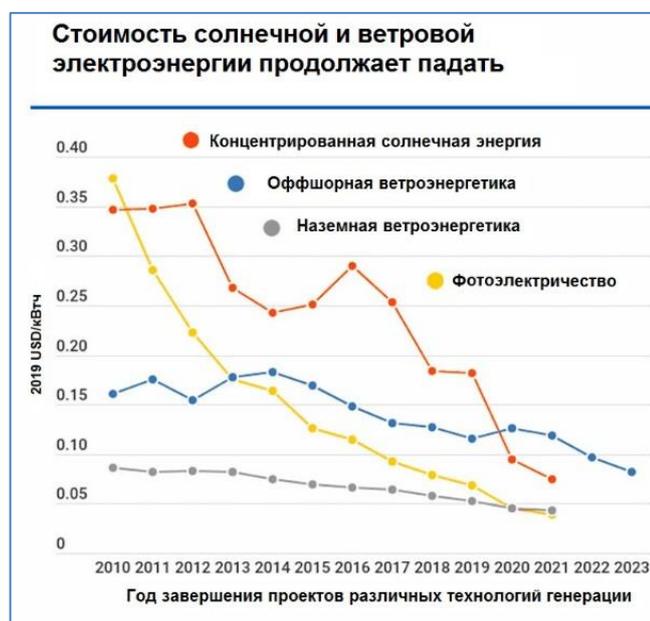


Рисунок 4.8 – Динамика средневзвешенных цен вновь введенных мощностей, 2010-2023 гг.

¹⁹<https://www.irena.org/costs>

²⁰<https://energyindustryreview.com/renewables/renewable-power-now-cheaper-than-coal/>

²¹FUTURE 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>

²²https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_03/chapter_03/#start-wind, (accessed 28 September 2020).

В сегменте оффшорной ветроэнергетики пять стран Европы и три в Азии подключили рекордные 6,1 ГВт в 2019 году (рост на 35,5% по сравнению с 2018 годом), увеличив совокупную глобальную мощность до более 29 ГВт^{23,24}.

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. Ежегодные вводы новых солнечных фотоэлектрических систем увеличились с 29,5 ГВт в 2012 году до 100 ГВт во всем мире в 2017 году, что обусловлено переходом на более мощные сетевые PV электростанции, с одной стороны, и мировым снижением цен на фотоэлектрические системы, с другой.

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 является вторым по установленной мощности сектором возобновляемой энергетики после ветроэнергетики. 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 вместе²⁵.

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.

На Китай по-прежнему приходится наибольшая доля мировых инвестиций в мощности возобновляемых источников энергии (без учета гидроэнергетики мощностью более 50 МВт) - 30%, за которым следуют США (20%), Европа (19%) и Азия-Океания (исключая Китай и Индию (16%). На Ближний Восток и Африку пришлось 5%, на Америку (исключая Бразилию и США) 4%, Индию 3% и Бразилию 2%. Долларовые инвестиции в новые возобновляемые источники энергии (включая всю гидроэлектроэнергию) в три раза превышают общие инвестиции в новые угольные, газовые и атомные электростанции. Развивающиеся страны и страны с развивающейся экономикой превосходят развитые страны по объему инвестиций в возобновляемую энергетику уже пятый год подряд, достигнув 152 миллиардов долларов США.

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 чистых возобновляемых вводов²⁶.

Политические решения сыграли важную роль в повышении доли ВИЭ в производстве электроэнергии. В 2019 году в 143 странах применялась регулирующая политика в

²³ <https://gwec.net/record-6-1-gw-of-new-offshore-wind-capacity-installed-globally-in-2019/>

²⁴ https://gwec.net/wp-content/uploads/dlm_uploads/2020/08/GWEC-offshore-wind-2020-5.pdf

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

²⁶ <https://www.irena.org/>

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

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 миру²⁷.

Основные выводы

Анализ мирового опыта развития ВИЭ свидетельствует, что электроэнергетика многих стран мира претерпевает значительные изменения, цель которых — обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех²⁸.

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 трансформацию энергетических систем в мире, являются:

- стремление повысить надёжность и эффективность работы энергетических систем;
- стремление расширить доступность энергии с использованием инновационных технологий;
- 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.

Успешное осуществление масштабной интеграции VRE в энергосистему 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: меняются функции и обязанности субъектов управления. Приоритетным становится улучшение координации между операторами передающих и

²⁷ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

²⁸ <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

распределительных сетей. Кроме того, в управление должны быть включены совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы.

Анализ практического опыта использования ВИЭ в ряде стран мира свидетельствует, что ветровая и солнечная энергетика может «безболезненно» интегрироваться в систему, и для этого рекомендуется применение следующих мер и решений, в том числе:

- оказание солнечными и ветровыми электростанциями системных услуг. Для этого необходимы соответствующие изменения в нормативной базе;

- развёртывание объектов ВИЭ генерации в тех районах, где они могут обеспечивать большую системную ценность (например, ближе к местам наивысшего спроса);

- диверсификация источников энергии – взаимное дополнение солнечной и ветровой генерации;

- 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;

- 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.

5 Экология

5.1 Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды



Модельные Кодексы и законы, принятые МПА СНГ
Модельный закон «Об экологической безопасности» (постановление МПА СНГ от 15 ноября 2003 года № 22-18)
Модельный Экологический Кодекс для государств – участников СНГ (общая часть) (постановление МПА СНГ от 16 ноября 2006 года №27-8)
Модельный Экологический Кодекс для государств – участников СНГ (особенная часть) (постановление МПА СНГ от 31 октября 2007 года №29-14)
Модельный закон «О предотвращении и комплексном контроле загрязнений окружающей среды» (постановление МПА СНГ от 25 ноября 2008 года №31-8)
Модельный закон «Об оценке воздействия на окружающую среду» (постановление МПА СНГ от 28 октября 2010 года №35-12)
Модельный закон «О стратегической экологической оценке» (постановление МПА СНГ от 16 мая 2011 года №36-7)
Модельный закон «Об экологическом аудите» (постановление МПА СНГ от 29 ноября 2013 года №39-5)
Модельный закон «Об экологической экспертизе» (новая редакция) (постановление МПА СНГ от 20 мая 2016 года №44-10)
Модельный закон «Об экологическом просвещении и экологической культуре населения» (постановление МПА СНГ от 27 марта 2017 года №46-18)

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 5.1.

5.2 Базы данных и документы государств-участников СНГ, в которых содержатся нормативные правовые акты в сфере экологии

Государства – участники СНГ	Наименование документа
Азербайджанская Республика	База данных законодательства Азербайджанской Республики http://www.az.spininform.ru/
Республика Армения	Министерство территориального управления и инфраструктур Республики Армения
	База данных законодательства Республики Армения http://am.spininform.ru/
Республика Беларусь	Обзор результативности экологической деятельности, 2016 г.
	Национальный доклад о состоянии окружающей среды Республики Беларусь, 2019 г.
	База экологического законодательства Республики Беларусь http://ecoinfo.bas-net.by/
	Сайт Министерства энергетики. Законодательство https://minenergo.gov.by/zakonodatelstvo/zakoni_rb_v_energetiki/
Республика Казахстан	Единый экологический интернет-ресурс Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан http://ecogofond.kz/
	Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан за 2018 год
	Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор. 2019 г.
	Экологический кодекс Республики Казахстан
Кыргызская Республика	База данных законодательства Кыргызской Республики http://www.kg.spininform.ru/
Республика Молдова	База данных законодательства Республики Молдова http://md.spininform.ru/
Российская Федерация	Официальные документы Минприроды России https://www.mnr.gov.ru/
Республика Таджикистан	Концепция развития зеленой энергетики в Таджикистане, 2019 г.
Туркменистан	База данных законодательства Туркменистана http://tm.spininform.ru/
Республика Узбекистан	Обзор результативности экологической деятельности Узбекистан, 2020 год

5.3 Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

№ п.п.	Наименование документа (отчеты, сводные отчеты аналитические обзоры)	Год издания
1	Анализ состояния законодательства и политики в области охраны окружающей среды в регионах ЭЭС СНГ и EURELECTRIC	2003
2	Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ	2005
3	Возможности участия предприятий электроэнергетики стран СНГ в реализации рыночных механизмов Киотского протокола	2006
4	Сводный отчет по осуществлению мониторинга «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» в государствах содружества за 2007 год	2008
5	Краткий совместный отчет ЕВРЭЛЕКТРИК и Электроэнергетического Совета СНГ о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» по направлениям, представляющим взаимный интерес в сферах экологии, энергоэффективности и возобновляемой энергетики, за 2009 - 2010 гг.	2012
6	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2011-2012 гг.	2014
7	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2013 - 2014 гг.	2016
8	Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2015 - 2016 гг.	2017
9	Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы	2019

Тексты указанных отчетов в электронном виде содержатся в Приложении № 5.2

5.4 Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет)	Обзор фоновое состояние окружающей природной среды на территории стран СНГ за 2018 год	2019
Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН)	Окружающая среда ЕЭК ООН Сохраняя окружающую среду для будущих поколений	2013

Государства – участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Азербайджанская Республика	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности Азербайджанской Республики	2011
Республика Армения	ЕЭК ООН	Обзор законодательства Республики Армения в отношении осуществления Протокола ЕЭК ООН по стратегической экологической оценке	2014
Республика Беларусь	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2016
	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, РУП «Бел НИЦ «Экология»	Национальный доклад о состоянии окружающей среды Республики Беларусь	2019
Республика Казахстан	Министерство энергетики	Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан за 2018 год	2018
	ЕЭК ООН	Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор	2019
Кыргызская Республика	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2010
Республика Молдова	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2014
Российская Федерация	Министерство природных ресурсов и экологии	Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году»	2019
	Росгидромет	Обзор состояния и загрязнения окружающей среды в Российской Федерации за 2019 год	2020
Республика Таджикистан	ЕЭК ООН	Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор	2017
	Комитет по охране окружающей среды при Правительстве	Таджикистан: окружающая среда. Экологический доклад 2018	2018
Туркменистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2012
Республика Узбекистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности Узбекистан	2020

Обзор результативности экологической деятельности (ОРЭД) представляет собой оценку прогресса, достигнутого государством в области согласования экологических и экономических задач и соблюдения международных природоохранных обязательств.

Опираясь на успехи программы ОРЭД, инициированной Организацией экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) для своих членов в 1991 году, европейские министры охраны окружающей среды во время второй Конференции министров «Окружающая среда для Европы» (Люцерн, Швейцария, 1993 г.) просили ЕЭК ООН проводить обзоры ОРЭД в странах с переходной экономикой.

К основным целям Программы ОРЭД в ЕЭК ООН относятся:

- содействие странам в улучшении управления окружающей средой и результативности экологической деятельности путем выработки конкретных рекомендаций по совершенствованию политики и ее реализации;
- поощрение обмена информацией между странами по экологической политике и опыту ее реализации;
- содействие интеграции экологической политики в секторальную политику в отдельных областях, таких как сельское хозяйство, энергетика, транспорт или здравоохранение;
- повышение ответственности перед общественностью;
- укрепление сотрудничества с международным сообществом.

Будучи добровольным мероприятием, ОРЭД предпринимается только по просьбе страны. Группа для проведения Обзора составляется из международных экспертов. Они встречаются с национальными экспертами для обсуждения вопросов по темам, охватываемым ОРЭД.

Обзор содержит рекомендации по дальнейшему улучшению состояния окружающей среды, принимая во внимание прогресс, достигнутый государством со времени предыдущего Обзора. Коллегиальная оценка Обзора и его рекомендаций проводится Комитетом по экологической политике (КЭП) ЕЭК ООН.

В Обзорах первого цикла были определены исходные условия в отношении тенденций, стратегических обязательств, институциональных механизмов и потенциала для проведения национальных оценок.

С 1994 г. Обзоры первого цикла были проведены в следующих государствах СНГ региона ЕЭК ООН: Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Туркменистан, Республика Узбекистан.

В Обзорах второго цикла была проведена оценка прогресса, а их проведение способствовало повышению подотчетности. В Обзорах был сделан акцент на реализацию и финансирование экологической политики, интеграцию экологических соображений в различные сектора экономики и поощрение устойчивого развития.

С 2000 г. ЕЭК ООН провела ОРЭД второго цикла в следующих государствах СНГ: Азербайджанская Республика, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

В ходе седьмой Конференции министров «Окружающая среда для Европы» (Астана, Казахстан, 2011 г.), министры и главы делегаций подтвердили свою поддержку Программе ОРЭД и рекомендовали ЕЭК ООН провести третий цикл Обзоров.

Обзоры третьего цикла охватывают вопросы экологического управления и финансирования в контексте «зеленой» экономики, сотрудничества стран с международным сообществом, а также активизации учета экологических аспектов в приоритетных секторах экономики. С 2017 г. Обзоры третьего цикла включают в себя

анализ соответствующих целей и задач Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

5.5 Планируемые изменения в Экологическом законодательстве Республики Казахстан

1. Экологические нормативы – поэтапный переход от санитарно-гигиенических нормативов на экологические нормативы, принятые и используемые в странах ЕС и ОЭСР, основанные на соблюдении баланса между тем, что желательно с экологической точки зрения, и тем, что осуществимо с технической и экономической точек зрения.

2. Комплексные экологические разрешения (КЭР) и внедрение наилучших доступных технологий (НДТ) – нормативы эмиссий, определяются на базе НДТ, необходимых к внедрению (для некоторых из действующих объектов 1 категории), с определением чётких индивидуальных экологических требований к производственному объекту для всех стадий его жизненного цикла и с учётом результатов Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

3. Комплексный подход к ОВОС, при котором она рассматривается в качестве комплексной процедуры (а не документа). При этом внедряются процедуры скрининга (предварительный обзор проектных решений с оценкой рисков). Полномасштабная ОВОС будет обязательна только для крупных экологически опасных предприятий (объектов 1 категории), в то время как для средних проектов предусматривается упрощенная процедура ОВОС.

4. Переход к целевому характеру взимания экологических платежей²⁹ и их взимания только в тех случаях, когда это целесообразно с точки зрения влияния на поведение загрязнителей и на состояние окружающей среды, а также исключение дифференцированного подхода к ставкам платежей за эмиссии по регионам.

5. Переход на обязательный автоматизированный мониторинг эмиссий для объектов 1 категории, при этом предполагается возможность вычета сумм понесённых предприятием капитальных затрат на внедрение автоматизированных систем мониторинга из суммы платы за эмиссии в окружающую среду.

6. Предотвращение и устранение ущерба окружающей среде - приоритет компенсации экологического ущерба в натуральной форме; применение только прямого метода оценки ущерба; обязательность доказательства факта и размера ущерба окружающей среде, установление причинно-следственной связи.

7. Переход на основные базовые принципы обращения и управления «отходами» на основе законодательства ЕС, с внедрением:

- принципа «циркулярной экономики»: иерархичный подход к сокращению, повторному использованию, переработке, утилизации и удалению отходов;
- мер экономического стимулирования и государственной поддержки деятельности, направленной на предотвращение, сокращение и управление отходами;
- классификации отходов на основе классификатора, принятого в странах ЕС;
- статуса вторичного сырья, побочных продуктов, критериев и процедуры по отнесению к отходам и не отходам.

8. Внедрение Стратегической экологической оценки (СЭО) на этапе планирования и разработки государственных документов и системы целевых показателей качества окружающей среды для местных исполнительных органов.

²⁹ В Казахстане взимание платы за эмиссии и взыскание ущерба, причиненного окружающей среде не имеет целевого назначения и не расходуется на решение экологических проблем. Кроме того, отсутствуют четкие критерии, по которым принимается решение о повышении ставок экологических платежей, а также единые ставки платы за выбросы загрязняющих веществ.

Планируемые изменения в экологическом законодательстве станут наиболее ощутимыми для деятельности предприятий первой категории в части обязательств внедрения НДТ и автоматизированных систем мониторинга эмиссий (АСМ).

5.6 Основные принципы перехода ТЭС на НДТ в электроэнергетике России

1. Использование единой и адекватной терминологической базы по наилучшим доступным и инновационным технологиям.

2. Дифференцированный подход к действующим объектам (энергоустановкам) в зависимости от срока их эксплуатации, реконструируемым (модернизируемым) и вновь вводимым энергоустановкам.

3. Категорирование энергообъектов в зависимости от уровня воздействия (массы и токсичности выбросов, с учётом долгосрочных планов ввода/вывода энергоустановок и социально-экономических аспектов развития регионов их размещения.

4. Использование отечественного (лицензионного) оборудования (импортозамещение) для обеспечения энергетической безопасности и технологической независимости.

5. Применение типовых проектных решений, максимальная унификация основного и вспомогательного оборудования, модульность природоохранного оборудования и соответствие его критериям надёжности основного энергетического оборудования.

6. Комплектность поставки основного и природоохранного оборудования при новом строительстве и замещении действующего оборудования.

7. Установление значений целевых показателей энергетической эффективности при актуализации отраслевого информационного технического справочника НДТ.

8. Синхронизация поэтапного перехода на НДТ с формированием общего рынка электроэнергии и топлива в странах ЕАЭС.

9. Межведомственная координация работ и консолидация бюджетных и внебюджетных средств, при разработке и освоении новой техники и технологий, исключение дублирования НИОКР на корпоративном уровне.

10. Учёт международного опыта, в том числе опыта ЕС, по разработке и актуализации отраслевого справочника –НДТ для крупных топливосжигающих установок (ВATLCP).

Комплекс мер по-научному и нормативно-методическому обеспечению перехода электроэнергетики на принципы наилучших доступных технологий, включают в себя, в том числе:

- оценку макроэкономических (межотраслевых) последствий реализации различных норм и требований к НДТ в электроэнергетике;
- анализ экономических последствий реализации различных требований к НДТ в теплоэнергетике для потребителей и компаний отрасли;
- формирование перечня всех ТЭС и крупных котельных, ранжированных по величине выбросов загрязняющих веществ с учётом их токсичности, исходя из базовых требований федерального закона № 7-ФЗ по категорированию объектов;
- проведение детальной оценки влияния (вклада) энергообъектов в загрязнение окружающей среды с использованием результатов сводных расчётов и экологического мониторинга специализированными организациями Росприроднадзора и Росгидромета;
- проведение комплекса эколого-экономических расчётов с разработкой научно-обоснованных предложений по синхронизации поэтапного перехода энергообъектов на НДТ с реализацией программы модернизации ТЭС (ДПМ 2), разработкой «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России», а также с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 г.».

Результаты расчётов могут служить основой для:

- формирования энергокомпаниями долгосрочного заказа природоохранного оборудования и технологий предприятиям отрасли «Экологическое машиностроение» в рамках национального проекта «Экология»;
- обоснования различных нормативных значений технологических показателей: для действующих энергообъектов, с учётом срока ввода их в эксплуатацию; для модернизируемых (реконструируемых) объектов; для вновь вводимых объектов.

6. Изменение климата

6.1 Долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов, принятые государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату



Подписание и ратификация Парижского соглашения государствами СНГ

Государства-участники СНГ	Процент ПГ для ратификации	Дата подписания	Дата вступления соглашения в силу
 Азербайджанская Республика	0.13%	22.04.2016 г.	08.02.2017г.
 Республика Армения	0.02%	20.09.2016 г.	22.04.2017 г.
 Республика Беларусь	0.24%	22.04.2016 г.	04.11.2016 г.
 Республика Казахстан	0.84%	02.08.2016 г.	05.01.2017 г.
 Кыргызская Республика	0.03%	21.09.2016 г.	12.11.2019 г.
 Республика Молдова	0.04%	21.09.2016 г.	20.07.2017 г.
 Российская Федерация	7.53%	22.04.2016 г.	21.09.2019г.
 Республика Таджикистан	0.02%	22.04.2016 г.	21.04.2017 г.
 Туркменистан	0.20%	23.09.2016г.	19.11.2016 г.
 Республика Узбекистан	0.54%	19.04.2017 г.	03.10.2018 г.

Качественные и количественные характеристики обязательств государств – участников СНГ

Во исполнение решений Конференции Сторон РКИК ООН государства – участники СНГ представили предполагаемые национально-определяемые вклады (INDC).

Государства-участники СНГ		Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств – участников СНГ
	Азербайджанская Республика	Сокращение выбросов парниковых газов 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; предполагают, что к 2050 году площадь лесного покрова страны должна достичь 20%
	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; дополнительно, к 2030 году при международной поддержке возможно сокращение на 29-31% относительно 2010 года
	Республика Молдова	К 2030 году сокращение выбросов ПГ на 64 – 67% к уровню 1990 года
	Российская Федерация	70-75% выбросов 1990 года к 2030 году, при условии максимально возможного учета поглощающей способности лесов
	Республика Таджикистан	К 2030 году потенциал снижения выбросов ПГ в Республике Таджикистан 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 парниковых газов 135,8 млн. тонн в CO ₂ -экв. и обеспечить стабилизацию на этом уровне
	Республика Узбекистан	К 2030 году снижение удельных выбросов ПГ на единицу ВВП на 10% от уровня 2010 года

6.2 Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ³⁰

В период с 1990 по 2017 гг. валовый выброс CO₂ при сжигании органического топлива в государствах СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 % (табл.6.1, рис. 6.1). Сокращение произошло за счёт существенного снижения потребления угля и мазута и внедрения комплекса мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности (табл. 6.2-6.3, рис.6.2-6.3). Валовый выброс CO₂ при сжигании газа в 1990 и 2017гг. практически одинаков (табл.6.4, рис.6.4).

Таблица 6.1 – 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	20,9	3,7	3,1	3,9	4,3	5,1	5,4	-74,4
 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	2798,9	1958,7	1833,9	1895,4	2011,3	2051,8	2055,4	-34,2

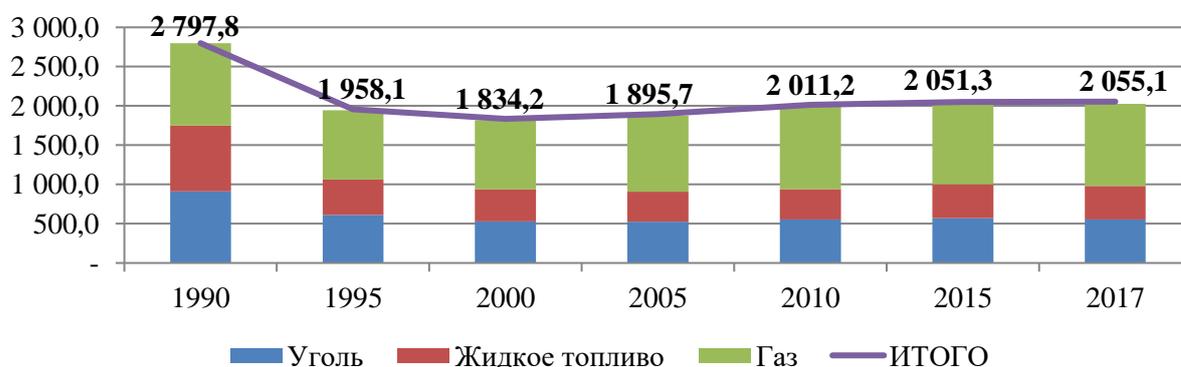


Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в государствах-участниках СНГ, млн т

³⁰http://wds.iea.org/wds/pdf/Worldco2_Documentation.pdf

Таблица 6.2– Выбросы CO₂ при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т.

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

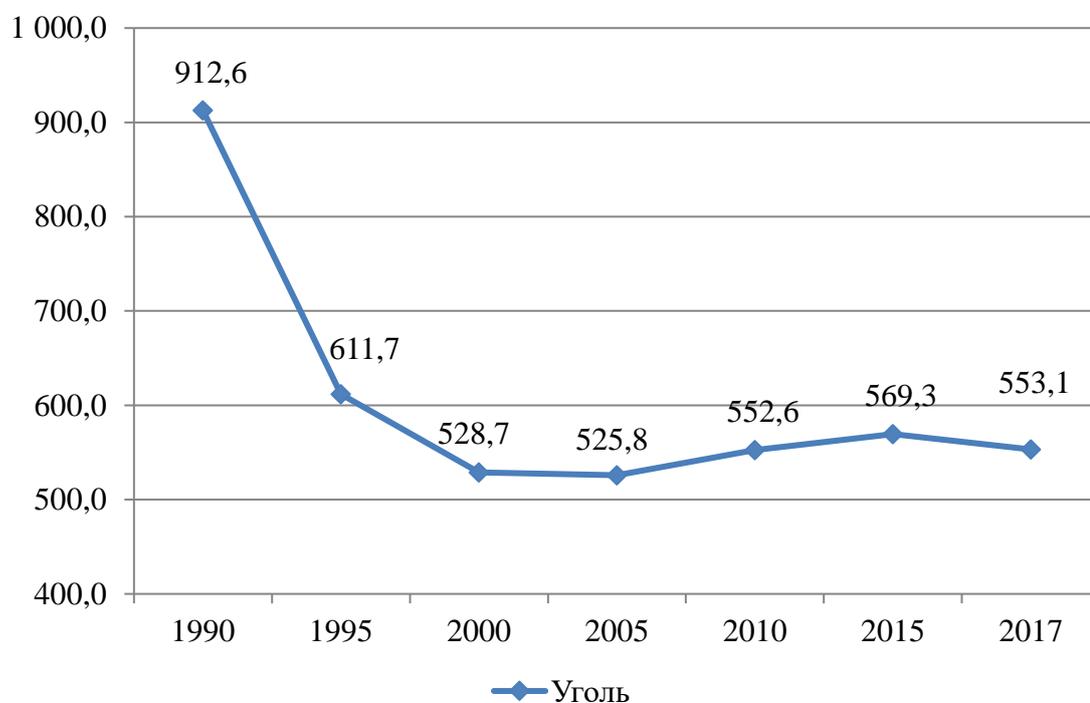


Рисунок 6.2– Динамика выбросов CO₂ при сжигании угля в государствах-участниках СНГ, млн т

Таблица 6.3 – Выбросы CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах – участниках СНГ, млн т

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990%
 Азербайджанская Республика	20,9	16,8	16,9	11,9	7,4	10,5	10,9	-48,0
 Республика Армения	11,8	1,4	0,8	1,0	1,0	0,8	0,9	-92,5
 Республика Беларусь	65,6	27,7	17,3	15,7	17,7	15,7	16,1	-75,5
 Республика Казахстан	53,6	32,6	22,0	25,6	29,7	41,9	43,3	-19,3
 Кыргызская Республика	9,0	1,4	1,2	1,4	2,7	4,9	4,8	-46,8
 Республика Молдова	15,0	3,1	1,3	1,9	2,2	2,3	2,6	-82,8
 Российская Федерация	618,7	340,9	318,1	294,0	297,5	329,5	322,4	-47,9
 Республика Таджикистан	5,2	1,2	0,7	0,9	1,6	2,4	2,3	-55,5
 Туркменистан	14,7	6,9	11,1	14,6	16,2	19,0	18,9	28,3
 Республика Узбекистан	25,0	18,5	17,8	13,3	10,2	6,9	6,1	-75,5
ИТОГО	839,5	450,5	407,2	380,3	386,2	433,9	428,3	-48,9

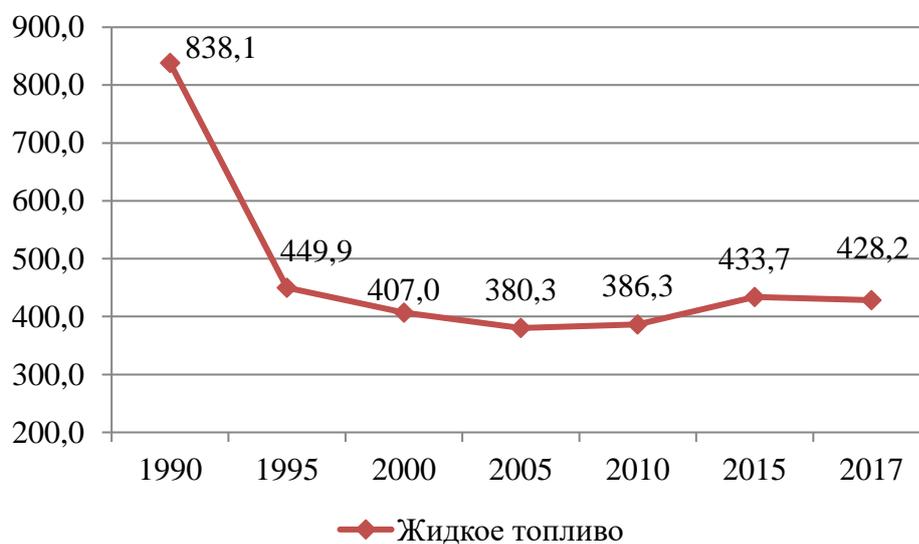


Рисунок 6.3 –Динамика выбросов CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах-участниках СНГ, млн т.

Таблица 6.4 – Выбросы CO₂ при сжигании газа в государствах – участниках СНГ, млн т

		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990%
	Азербайджанская Республика	32,2	15,5	10,4	17,2	16,1	20,2	19,8	-38,5
	Республика Армения	8,3	2,2	2,3	2,9	3,3	4,3	4,5	-46,1
	Республика Беларусь	24,7	23,7	30,9	36,8	39,5	33,8	34,6	40,2
	Республика Казахстан	24,9	23,6	15,3	28,6	53,8	62,0	65,7	163,4
	Кыргызская Республика	3,6	1,7	1,3	1,2	0,5	0,5	0,6	-84,2
	Республика Молдова	7,6	6,5	4,8	5,5	5,3	4,9	4,5	-40,6
	Российская Федерация	837,6	709,6	695,3	753,8	802,8	765,4	795,7	-5,0
	Республика Таджикистан	3,3	1,2	1,5	1,3	0,4	0,0	0,0	-99,9
	Туркменистан	28,8	26,3	25,6	33,5	40,7	50,1	50,1	74,2
	Республика Узбекистан	75,9	71,6	92,7	88,0	86,2	78,6	67,4	-11,2
ИТОГО		1046,9	881,9	880,1	968,8	1048,6	1019,8	1042,9	- 0,4

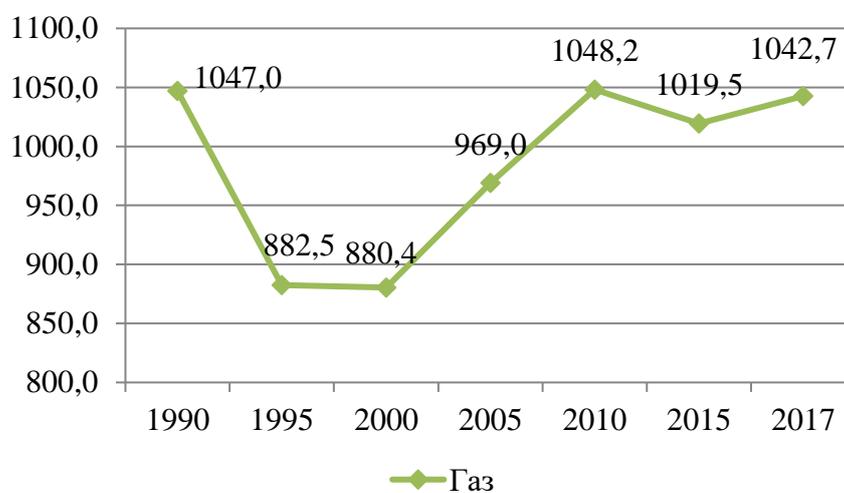


Рисунок 6.4 –Динамика выбросов CO₂ при сжигании газа в государствах-участниках СНГ, млн т

6.3 Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Росгидромет	Сводное сообщение о состоянии и изменении климата на территории государств-участников СНГ за 2018 год	2019

Государства-участники СНГ	Национальные сообщения, доклады
Азербайджанская Республика	Второй двухгодичный обновленный доклад Азербайджанской Республики Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2018 год
Республика Армения	Четвертое национальное сообщение Республики Армения по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2020 год Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2014 гг., 2018 год
Республика Беларусь	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2018 гг., 2020 год
Республика Казахстан	Седьмое Национальное сообщение и третий двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2017 год
	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2017 гг., 2019 год
Кыргызская Республика	Третье национальное сообщение Кыргызской Республики по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016 год
Республика Молдова	Четвертое Национальное сообщение Республики Молдова, 2018 год (англ.).
Российская Федерация	Седьмое Национальное сообщение Российской Федерации, представленное в соответствии со статьями 4 и 12 Рамочной конвенции ООН об изменении климата и статьёй 7 Киотского протокола, 2017 год
	Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2018 гг., 2020 год
	Четвертый двухгодичный доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/СР.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, 2019 год
Республика Таджикистан	Третье национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2015 год
Туркменистан	Третье национальное сообщение Туркменистана по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016 год
Республика Узбекистан	Третье национальное сообщение Республики Узбекистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016 год

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 6.1)

7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития

7.1 Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ

	Азербайджанская Республика	Указ Президента Азербайджанской Республики «Об утверждении стратегических дорожных карт по национальной экономике и основным секторам экономики» от 6 декабря 2016 года №1138
	Республика Армения	«Пути долгосрочного (до 2036 г.) развития энергетической системы Республики Армения» (принята Правительством Республики Армения 10 декабря 2015 года, протокольное решение № 54) Решением Правительства Республики Армения от 14 сентября 2018 года № 1010-Л утвержден «План-график мероприятий по либерализации рынка электроэнергии электроэнергетической системы Республики Армения и развитию межгосударственной торговли» На финальной стадии согласования находится документ «Стратегия развития энергосистемы Республики Армения до 2040 года».
	Республика Беларусь	Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года. Одобрена Постановлением Министерства энергетики от 25 февраля 2020 № 7 Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года. Утвержден Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 года №169
	Республика Казахстан	Стратегия «Казахстан-2050» Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержденный Указом Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года № 636 Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013года № 577 «О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года» Стратегия развития АО «КЕГОС» на 2018-2028 гг. Утверждена Решением Совета директоров АО «КЕГОС» от 24 августа 2018 года Протокол № 9
	Кыргызская Республика	Национальная стратегия развития Кыргызской Республики на 2018-2040годы
	Республика Молдова	Постановление Правительства Республики Молдова от 05 февраля 2013 года № 102 «Об утверждении Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года»

	Российская Федерация	Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020г. №1523-р
		Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р
		Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 гг., утвержденные приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174
		Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 511-р.
	Республика Таджикистан	Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003-2015 годы от 03 августа 2002 года, № 318
		Концепция развития «зелёной» экономики в Таджикистане. 2019 г.
	Туркменистан	Концепция развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013- 2020 годы
	Республика Узбекистан	Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 27.03.2019 г. «О стратегии дальнейшего развития и реформирования электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан»
		Указ Президента Республики Узбекистан от 19.06. 2019г. «О мерах по развитию атомной энергетики в Республике Узбекистан»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 23.10.2018 года № ПП-3981 «О мерах по ускоренному развитию и обеспечению финансовой устойчивости электроэнергетической отрасли»
	Все страны	Заявление Министров в Астане на Министерской конференции «Обеспечение устойчивого развития энергетики» в рамках Восьмого международного форума по энергетике для устойчивого развития от 11 июня 2017 года

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 7.1)

7.2 Развитие национальной энергосистемы (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы)

7.2.1 Республика Армения

О реализации государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Правительством Армении в 2014 году была утверждена программа мероприятий на период до 2025 года, направленных на обеспечение разумного уровня энергетической безопасности страны. В рамках выполнения этого постановления Правительством разработана Долгосрочная программа развития энергетики «Пути долгосрочного развития сферы энергетики Армении (до 2036 года)». В настоящее время на финальной стадии согласования находится документ «Стратегия развития энергосистемы Республики Армения до 2040 года».

Наряду с прочими задачами энергетической стратегии особое внимание уделяется вопросам расширения и углубления интеграции Армении в региональные энергетические рынки и участия Армении в региональных проектах. В стадии реализации находятся проекты строительства новых линий электропередачи напряжением 400 кВ в Иран и в Грузию. В стадии оформления - кредитное соглашение с немецким банком KfW на финансирование армянской части строительно-монтажных работ линий электропередачи напряжением 400 кВ Армения-Грузия и подстанции со вставкой постоянного тока.

Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли

1 февраля 2021 года планируется испытательный запуск оптового электроэнергетического рынка Армении без применения финансовой ответственности для его участников, а с 1 февраля 2022 года намечается полный переход на новую модель оптового рынка. В новой модели предусмотрены ежемесячные контракты, торги за день вперед, торги в течение дня, переходные этапы и иные правила и порядки.

Для создания правовых основ функционирования рынка уже приняты:

- Закон Республики Армения «Об энергетике» в новой редакции;
- Решения комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения – «Об утверждении правил торговли электроэнергетического оптового рынка Республики Армения», «Об утверждении показателей надёжности и безопасности электроэнергетической системы Республики Армения» и «Сетевые правила передачи электроэнергетического рынка Республики Армения».

О реализации государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

Во всех официальных документах отмечается, что развитие атомной энергетики является безальтернативным путём обеспечения потребности страны в базисной электроэнергии.

Энергетиками страны выполнен большой объем работы по модернизации сетевого хозяйства, вводу новых генерирующих мощностей, как на тепловых станциях, так и в сфере возобновляемой энергетики.

В 2010 году на Ереванской ТЭС был введен в эксплуатацию 1-ый парогазовый энергоблок мощностью ≈ 240 МВт. В настоящее время ведется модернизация электрической подстанции 220/110/35кВ на Ереванской ТЭС.

В декабре 2013 года введен в эксплуатацию 5-ый энергоблок Разданской ТЭС мощностью 440 МВт, который с января 2012 года находился на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Эта программа была реализована в рамках Соглашения, подписанного между Правительством Республики Армения и ОАО «Газпром».

Реализация проекта по строительству нового энергоблока парогазового цикла мощностью в 250 МВт стартовала 4 марта 2019 года. Соглашение о строительстве нового энергоблока парогазового цикла (новая Ереванская ТЭЦ) стоимостью \$250 млн было подписано 13 ноября 2018 года. 17-го января 2019 года Правительство Армении одобрило договор с компаниями «Ampower» и RENCO в рамках соглашения о строительстве нового энергоблока.

О реализации государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Исследования показали, что в Армении имеется возможность экономии электроэнергетических ресурсов до 20-22% от общего потребления в Республике. В 2004 году в Республике Армения был принят закон «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике».

В 2007 году Правительством Армении была одобрена «Национальная Программа Энергосбережения», которая определила основные цели энергосбережения, в том числе и в количественном выражении, как для энергетической отрасли, так и для других отраслей экономики.

В соответствии с этим документом:

Первым приоритетным направлением в области энергетической эффективности является промышленный сектор, который потребляет 40% всех видов энергоносителей, а среди отраслей промышленности: электроэнергетика, горнодобывающая, химическая и строительных материалов.

Вторым приоритетным направлением является транспорт, потребляющий 24% всех видов энергоносителей, с учетом ежегодных темпов увеличения его количества, степени его отрицательного влияния на окружающую среду и количества выбрасываемых им в воздух вредных веществ и парниковых газов. Актуальным видится государственное содействие процессу перевода автотранспорта на альтернативные виды моторного топлива (природный и жидкий газ, биогаз), стихийно происходящего сегодня в Армении.

Третьим приоритетным направлением видится жилищно-бытовой сектор, потребляющий 15% всех видов энергоносителей. Несмотря на ожидаемый и возможный большой эффект, внедрение энергосберегающих мероприятий затруднено из-за требуемых больших объемов капиталовложений в этот сектор и социальную несостоятельность населения.

Четвертым приоритетным направлением является сельское хозяйство, потребляющее 4% всех видов топливно-энергетических ресурсов. Внедрение мероприятий затруднено из-за отсутствия достаточных средств у сельских жителей.

В ноябре 2010 года Правительством был одобрен «План действий Правительства Республики Армения, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения». Основной целью принятия Плана действий является содействие дальнейшему формированию государственной политики по энергосбережению и конкретизация шагов реализации этой политики. Период реализации Плана действий ограничен десятью годами, с 2011-го по 2020-е годы. Планом действий намечается выполнение как горизонтально-межотраслевых, так и отраслевых мероприятий с процентными количественными показателями, установленными для достижения к 2020 году. Эти количественные показатели установлены исходя из базовой линии энергопотребления, рассчитанной по фактическим данным усредненного баланса потребления энергии за 2008-2010 гг.

Первый План действий охватывал период с 2011-го по 2016 годы и включал горизонтально-межотраслевые мероприятия.

В феврале 2017 года Правительством был одобрен «Второй План действий Правительства Республики Армения на 2017-2018 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».

В 2018 году Правительством Республики Армения принято постановление «Об установлении технических регламентов по энергосбережению и энергоэффективности в новостроящихся жилых многоквартирных зданиях, а также в объектах, строящихся (реконструирующихся) за счет государственных средств».

В настоящее время разрабатывается План действий Правительства Республики Армения на 2021-2030 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».

О реализации государственных программ по использованию возобновляемых источников электроэнергии и охране окружающей среды

В Армении созданы достаточно привлекательные условия по ускоренному освоению собственных возобновляемых энергоресурсов.

В Республике Армения созданы законодательно закрепленные механизмы для стимулирования использования возобновляемых источников энергии, сформирована тарифная политика, которая также способствует привлечению инвестиций в развитие возобновляемой энергетики.

Развитие малых ГЭС в Армении - это основное достижение Армении в области использования возобновляемых источников энергии. Производство электроэнергии на малых ГЭС в 2018 году составило более 13 % от общего производства электроэнергии.

Осуществляются необходимые мероприятия для развития солнечной и ветровой энергетики.

Правительство Республики Армения намерено увеличить долю производства солнечной энергии как минимум до 15% или 1,8 млрд кВт·ч к 2030 году. До 2023 года предусмотрено строительство около 1000 МВт солнечных электростанций, что потребует строительства соответствующих инфраструктур с привлечением инвестиций.

С целью развития использования солнечной энергии на первом этапе «Инвестиционной программы строительства солнечных фотовольтаических станций» начато строительство солнечной фотовольтаической станции промышленного масштаба пиковой мощностью 55 МВт в местности Масрик Гегаркуникского региона Республики Армения.

Далее последует строительство семи дополнительных станций общей мощностью 520 МВт.

В 2015-2018 годах в Республике Армения приняты необходимые законодательные акты для поощрения деятельности широких кругов автономных энергопроизводителей.

В рамках осуществления поощряющих мероприятий, направленных на популяризацию автономных энергопроизводителей, создана необходимая законодательная база. Законами установлено ограничение мощностей до 150 кВт для физических лиц и до 500 кВт для юридических лиц. Законом также установлено положение по размеру выплачиваемой компенсации за электроэнергию, поставленную/сданную в рамках перетоков электрической энергии между автономными энергопроизводителями, использующими возобновляемые источники энергии и лицом, имеющим лицензию на распределение электроэнергии.

Для солнечных и ветряных электростанций, имеющих 5 МВт (включительно) и 30 МВт (включительно) установленной мощности были установлены тарифы, равные тарифам малых ГЭС, построенных на естественных водотоках, притом данный тариф для

солнечных электростанций будет действовать, если первое решение по установлению тарифа для конкретного лицензированного лица было принято до 1 января 2020 года.

Тарифы для солнечных и ветряных электростанций с установленной мощностью более 5 МВт и 30 МВт рассматриваются в рамках отдельных инвестиционных программ.

Международное сотрудничество

Согласно энергетической стратегии особое внимание уделяется вопросам расширения и углубления интеграции Армении в региональный энергетический рынок и участия Армении в региональных проектах. В стадии реализации находятся проекты по строительству новых ЛЭП 400 кВ, связывающие энергосистему Армении с энергосистемами Ирана и Грузии.

В апреле 2016 года в г. Ереване состоялась вторая четырехсторонняя встреча между руководителями энергетических ведомств Армении, Ирана, Грузии и России.

Учитывая благоприятные условия с точки зрения развития новых региональных проектов, участники встречи обсудили возможности расширения сотрудничества в электроэнергетической сфере, в частности, такие региональные проекты, которые дадут возможность объединить электроэнергетические системы четырех стран, повышая качество управления потоками электроэнергии, а также эффективность, безопасность и надежность работы электроэнергетических систем в целом. В рамках договоренностей, достигнутых в ходе встречи представителей четырех стран, подписаны «Меморандум о взаимопонимании», Дорожная карта по подготовке совместного функционирования энергосистем Республики Армения, Грузии, Исламской Республики Иран и Российской Федерации, а также технико-экономическое обоснование проекта соединения энергосистем России, Грузии, Армении и Ирана (далее ТЭО). Доработанный вариант ТЭО был обсужден в рамках видеоконференции 22.07.2020.

С января 2015 года Армения является полноправным членом Евразийского экономического союза и принимает активное участие в разработке документации формирования общего рынка электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов Союза.

7.2.2 Республика Беларусь

С 2016 года развитие электроэнергетики Беларуси осуществляется в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169) и Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 — 2020 годы (постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 № 8).

Нарастающим итогом в 2016-2019 годах введено 221,87 МВт, выведено из эксплуатации 291,20 МВт.

Анализ текущего состояния энергосистемы и хода реализации основных программных документов показывает, что в Беларуси сформирована высокоэффективная система производства и транспортировки тепловой и электрической энергии.

Установленная мощность ОЭС Беларуси на 01.01.2020 составила 10 098, 14 МВт, в том числе электрическая мощность 3 конденсационных станций — 4 704 МВт, 15 ТЭЦ более 50 МВт - 3 904 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт - 207 МВт, мини-тэц - 35 МВт, 25 ГЭС и 1 ВЭС — 97,11 МВт, локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго» — 1150,83 МВт (их них ВИЭ — 307,9 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы — 11,4%.

В результате мероприятий по модернизации энергосистемы, проведенных в 2011 — 2019 годах, установленная мощность всех генерирующих источников возросла на 1 827,64 МВт (на 22,1 %).

Изменение структуры установленной мощности генерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» и других ведомств представлено на рисунке 7.1.

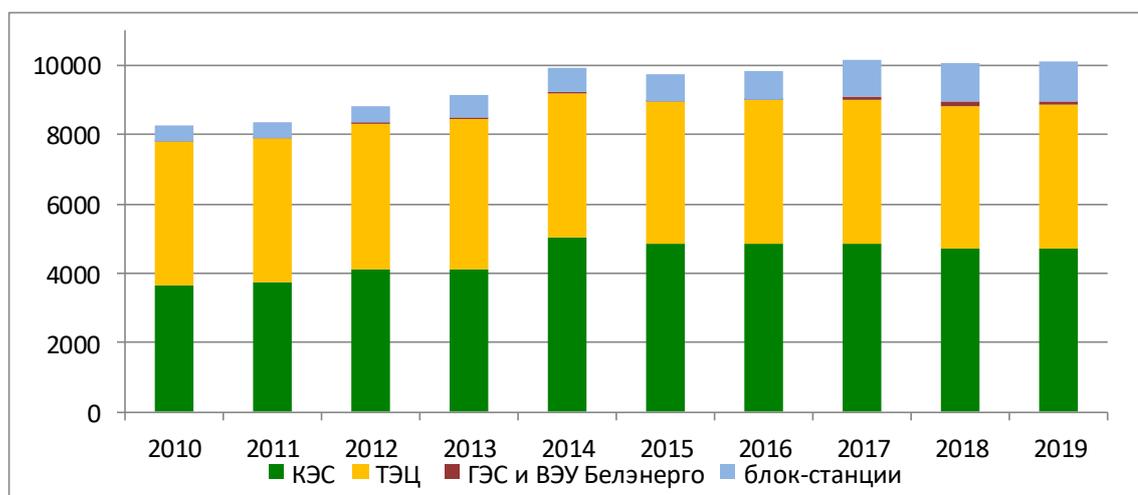


Рис.7.1. Структура установленной мощности генерирующих источников энергосистемы, МВт

Развитие электрогенерирующих объектов

Целевые показатели развития электрогенерации в Республике определены Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084.

Оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников ОЭС Беларуси осуществляется исходя из заданных в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь значений индикаторов.

В частности, значение индикатора «Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование)» определено на уровне 155 % в 2025 году и 150 % в 2030 году.

Для их достижения планируется до 2025 года вывести из эксплуатации конденсационные генерирующие источники суммарной установленной мощностью 1 050 МВт.

После 2025 года состав генерирующих источников будет формироваться с учетом фактического износа основного оборудования, его наработки и объемов поддержания? вторичного резерва, который определится с учетом эксплуатации Белорусской АЭС.

В целях оптимизации затрат на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ планируется:

- выполнить замену физически и морально устаревшего генерирующего оборудования на современные аналоги. При этом будет отдаваться предпочтение устройствам, позволяющим обеспечить максимальную выработку электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом неравномерности загрузки в отопительный и межотопительный периоды;
- при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, применять преимущественно парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла;
- при применении парогазовых и газотурбинных технологий предусматривать возможность работы газовых турбин по открытой схеме в целях их применения в качестве оперативного резерва в энергосистеме;
- при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50% при конденсационном режиме;

- при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50% или газовую турбину (ГПА) и котел-утилизатор соответствующей тепловой мощности;
- предусматривать применение газотурбинных установок (далее — ГТУ) и ПГУ с высокими техническими характеристиками (назначенный ресурс 100 тыс. часов, возможность длительной работы без технического обслуживания не менее 25 тыс. часов, возможность автоматизации всех технологических процессов, минимальный штат обслуживающего персонала, комплектация системой утилизации тепла, простота вспомогательных средств и технологического процесса, быстрота ввода в эксплуатацию, компактность и блочность поставки, быстрота строительства зданий и монтажа оборудования);
- при модернизации ТЭЦ рассматривать вариант модернизации оборудования с целью загрузки П-отборов турбин и повышения коэффициента использования установленной мощности с установкой предвключенных турбин;
- оптимизировать состав пикового водогрейного оборудования с обязательным выводом из эксплуатации избыточных тепловых мощностей.

Оптимальный состав оборудования ТЭЦ, порядок ввода-вывода (модернизации) генерирующих мощностей будет определяться при разработке пятилетних программ развития энергосистемы исходя из перспективных тепловых нагрузок в соответствии со схемами теплоснабжения городов.

В настоящее время на территории Островецкого района Гродненской области реализуется крупный совместный белорусско-российский инвестиционный проект по строительству Белорусской АЭС мощностью 2400 МВт в соответствии с генеральным контрактом, заключенным между государственным предприятием «Белорусская АЭС» (заказчик, Республика Беларусь) и АО «Атомстройэкспорт» (генеральный подрядчик, Российская Федерация),

Ввод в эксплуатацию первого блока (1200 МВт) запланирован на 2021 год.

Резерв мощности для ликвидации аварийных ситуаций в ОЭС Беларуси планируется обеспечивать за счет реализации проекта по строительству пиково-резервных источников на базе газо-турбинных установок: Лукомльская ГРЭС 150 МВт, Новополоцкая ТЭЦ - 100 МВт, Березовская ГРЭС - 250 МВт, ТЭЦ-5 - 300 МВт.

Развитие и модернизация систем теплоснабжения и тепловых сетей

Протяженность тепловых сетей в ведении организаций ГПО «Белэнерго» составляет более 7 500 км (в однотрубном исчислении), а находящихся в ведении организаций жилищно-коммунального хозяйства — 14 600 км. Незначительная часть сетей принадлежит иным организациям.

Теплоснабжение малых городов, поселков городского типа, сельских населенных пунктов на 75 8094 осуществляется от децентрализованных источников и индивидуальных систем отопления.

После ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции и ее интеграции в баланс энергосистемы планируется рассмотреть вариант минимизации эксплуатируемого оборудования тепловых электрических станций и котельных энергосистемы при условии сохранения отпуска тепла потребителям.

Предлагается ограничить строительство новых и расширение действующих котельных, использующих в качестве основного вида топлива природный газ, топочный мазут или уголь, за исключением строительства и расширения таких котельных на загрязненных радионуклидами территориях. Тепловые нагрузки малоэффективных котельных планируется передавать на централизованные электрогенерирующие источники или их закрыть с учетом перевода потребителей на индивидуальное теплоснабжение.

Также большое внимание планируется уделить модернизации систем теплоснабжения и созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Реализацию АСУ ТП планируется осуществлять путем:

- создания развитой телекоммуникационной и вычислительной сред распределенной системы управления технологическими процессами теплоснабжения отдельных частей СТС и организации их связи с центральной диспетчерской станцией (ЦДС);
- формирования на всех уровнях управления технологическими процессами как оперативной, так и отчетной информации.

Развитие электрических сетей

Системообразующая сеть 220-750 кВ

Основные цели развития системообразующей сети ОЭС Беларуси:

- организация выдачи мощности существующих электростанций при их реконструкции, вводе новых блоков;
- повышение надежности электроснабжения отдельных крупных энергоузлов;
- формирование системообразующей сети 330 750 кВ в соответствии с поставленными актуальными задачами;
- поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на напряжение 330 кВ и 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ

В связи с большой протяженностью, широким спектром решаемых локальных задач, топологией сети и географическими особенностями местности развитие сетей 110 кВ планируется при изменении уровней электрических нагрузок либо требований по надежности энергоузлов при разработке перспективных схем развития сетей.

Для электроснабжения новых потребителей, в том числе свободных экономических зон в Республике Беларусь, согласно схемам развития сетей энергоузлов предусматривается сооружение (реконструкция) ряда подстанций 110 кВ и ВЛ 110 кВ.

Распределительная сеть 35 кВ

В целом по ОЭС Беларуси принята концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ, в связи с этим реконструкция сетей 35 кВ до 2030 года предусматривается в объемах поддержания работоспособного состояния оборудования и ВЛ 35 кВ. Основным критерием при определении дальнейшей перспективы эксплуатации сети 35 кВ ОЭС Беларуси является уровень электрических нагрузок энергорайона.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте.

При низких уровнях электрических нагрузок энергорайона и соответствующей конфигурации сети 10 кВ намечается перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

Распределительная сеть 0,4-10 кВ

Сеть напряжением 0,4 10 кВ является основной сетью электроснабжения локальных промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

До 2030 года в ОЭС Беларуси прогнозируется рост потребления электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления, что потребует пересмотра подходов по проектированию распределительных сетей 0,4— 10 кВ.

Средства компенсации мощности в энергосистеме

В настоящее время в сетях 330 кВ и выше в качестве средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) используются преимущественно шунтирующие реакторы.

При вводе в эксплуатацию КРУЭ 330 кВ Белорусской АЭС в работу будут введены два УШР мощностью по 180 Мвар напряжением 330 кВ, подключаемые к сборкам 330 кВ КРУЭ 330 кВ.

Таблица 7.1– СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Параметры			
		Уном, кВ	Тип	Q, Мвар	Диапазон регулирования, Мвар
1	Россь	330	УШР	180	9 ... 180
2	Лида	10	ШР	2х30	0; 30; 60
3	Столбцы	10	ШР	2х20	0; 20; 40
4	Мозырь	10	ШР	2х20	0; 20; 40
5	Калийная	10	ШР	30	0; 30
6	Микашевичи	10	ШР	20	0; 20

ОЭС Беларуси в условиях выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины

В связи с запланированным выходом ОЭС Украины и ЭС Литвы из параллельной работы с ОЭС Беларуси для повышения надежности электроснабжения приграничных энергоузлов ОЭС Беларуси запланирован к реализации ряд технических мероприятий.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при выходе энергосистем Балтии и Украины из параллельной работы с ОЭС Беларуси рассматривается вопрос об усилении межсистемных связей с ЕЭС России и/или организации несинхронных связей с энергосистемами Литвы и Украины с использованием вставки постоянного тока (далее — ВПТ).

Для организации ВПТ рассматриваются существующие межсистемные связи по сети 330 кВ между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы (ВЛ 330 кВ Поставы — Игналинская АЭС № 1, № 2 и участок ВЛ № 3, Гродно — Алитус), между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины (ВЛ 330 кВ Мозырь — Чернобыльская АЭС, Гомель — Чернигов).

При определенных условиях одним из направлений по усилению межсистемных связей ОЭС Беларуси может быть рассмотрен вопрос организации несинхронных связей с энергосистемой Республики Польша с использованием ВПТ по существующей связи 110 кВ Брест-2 — Вулька Добрыньска с пропускной способностью 200 МВт.

7.2.3 Республика Казахстан

Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, существует три возможных сценария развития электроэнергетики:

Первый сценарий: сохранение роли традиционной энергетики, частичное достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. Главным преимуществом угольной генерации является низкая себестоимость производимой электроэнергии, а также доступность ресурсов для энергопроизводящих организаций Республики Казахстан. В то же время, сохранение роли угольной генерации окажет негативное влияние на состояние окружающей среды. Кроме того, это повлечет за собой невыполнение обязательств по снижению выбросов оксида углерода согласно Парижскому соглашению.

Второй сценарий: сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению экологически вредных выбросов согласно Парижскому соглашению. В то же время, это

даст возможность обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой. В результате снизится уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей.

Третий сценарий: опережающее развитие альтернативной энергетики, отказ от ввода новых традиционных энергоисточников. Преимуществом данного варианта развития электроэнергетической отрасли является положительное воздействие на экологическую обстановку, вывод из эксплуатации неэффективных традиционных энергоисточников. В то же время, это приведет к значительному повышению тарифов на электрическую энергию и необходимости резервирования дополнительных электрических мощностей.

Учитывая вышеуказанное, в качестве базового сценария развития электроэнергетики определен вариант, предусматривающий сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. В рамках базового сценария, в качестве оптимальной структуры установленной мощности генерирующих источников к 2030 году рассматривается следующая структура генерации: на угле – 55%; на газе – 25%; ВИЭ, в том числе ГЭС – 20%. В рамках базового сценария прогнозная установленная мощность энергоисточников к 2030 году составит 27583 МВт, располагаемая мощность – 23 839 МВт.

Основные мероприятия и ожидаемые результаты реализации Концепции развития ТЭК РК до 2030 года в части электроэнергетики включают в себя, в том числе:

в секторе производства электрической энергии

- Стимулирование энергопроизводящих организаций к реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования;
- государственное регулирование стоимости угля и тарифов на железнодорожные перевозки энергетического топлива, а также механизмы, стимулирующие энергопроизводящие организации внедрять наилучшие доступные технологии и маневренные электростанции;
- в секторе передачи электрической энергии;
- разработка методики определения износа электрических сетей;
- на законодательном уровне установление целевых индикаторов по снижению уровня износа и технологических потерь при передаче электрической энергии в рамках утверждения инвестиционных программ энергопередающих организаций;
- продолжена работа по объединению энергопередающих организаций, а также дополнительные законодательные инициативы по стимулированию их объединения;
- в сфере теплоснабжения;
- будет принят отдельный Закон Республики Казахстан «О теплоснабжении» и сопутствующие нормативные правовые акты, предусматривающие внедрение механизмов, стимулирующих привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения, в том числе системы формирования тарифов на передачу тепловой энергии;
- разработана методика определения износа тепловых сетей;
- местным исполнительным органом будет необходимо разрабатывать и реализовывать схемы теплоснабжения населенных пунктов с численностью населения свыше 100 тысяч человек;
- в части функционирования рынка электрической энергии;
- рассмотрены возможности внедрения обязательства для энергопроизводящих организаций по реализации определенной доли электрической энергии на рынке централизованной торговли электрической энергией;
- приняты меры по развитию конкуренции между субъектами оптового рынка электрической энергии;
- в части экологических проблем;
- будут приняты нормативы по выбросам загрязняющих веществ, приближенные к нормативам передовых стран;

- внедрены механизмы стимулирования модернизации и установки газоочистного оборудования на электростанциях;
- внедрены механизмы стимулирования установки на электростанциях современного оборудования по автоматизированному контролю за выбросами загрязняющих веществ;
- в части интеграции ВИЭ в Единую электроэнергетическую систему РК
- с целью обеспечения инвестиционной привлекательности будут разработаны механизмы по строительству новых маневренных генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, а также их участие в регулировании баланса мощности в энергосистеме;
- в части увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе;
- постепенный переход от открытых аукционов к аукциону с документами.

Развитие малой автономной и распределенной генерации ВИЭ

Дальнейшее стимулирование использования объектов ВИЭ малой мощности среди населения и малого и среднего бизнеса видится в разграничении индивидуальных потребителей и нетто-потребителей по категориям для определения различного уровня мер поддержки. Объемы общей установленной мощности для каждой категории предлагается определить исходя из примерных потребностей каждой категории.

Для активного вовлечения домохозяйств и бизнес в использовании распределенной генерации предлагается ввести нормы по стимулированию населения использовать «зеленую» энергию для собственных нужд (до 20 кВт – государством субсидируется 50%; 100 кВт – 40% и т.д).

Развитие институциональной основы электроэнергетики.

Для успешной реализации планов развития электроэнергетики необходима прочная институциональная основа, в частности, создание подведомственной организации Министерства энергетики - Института развития энергетики.

Данный институт сможет сопровождать деятельность уполномоченного органа в части выработки взвешенной долгосрочной стратегии развития сектора, оценки потенциала развития, развития политики поддержки сектора электроэнергетики в целом и, в частности, ВИЭ и потенциальной атомной генерации.

Таблица 7.2 – Ожидаемые результаты в рамках реализации базового сценария

Наименование показателя	2030 год
Износ основных фондов энергопроизводящих организаций	55%
Износ основных фондов энергопередающих организаций	55%
Доля ВИЭ в структуре установленной мощности ЕЭС РК, в том числе ГЭС	20%
Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии	25%

В перспективе до 2030 года основным источником спроса на энергетический уголь останется внутренняя угольная генерация.

Таблица 7.3 – Общие параметры развития

Прогноз добычи угля в РК, млн. т	2025 год	2030 год
Добыча угля (без учета угольного концентрата)	98	95
Внутреннее потребление	74	75
в т.ч. на электростанции	50	47
Экспорт	24	20

Выбранный в электроэнергетике курс на диверсификацию генерации в рамках перехода к «зеленой экономике» предполагает сохранение угольной генерации в качестве основного источника энергии до 2030 года.

Исходя из экспортных ограничений и умеренного роста внутреннего спроса, альтернативой экстенсивному развитию угольной промышленности является повышение глубины переработки угля и использование экологических технологий в угольной генерации. Качественное развитие угольной промышленности предполагает повышение качества производимого угля и развитие глубокой переработки угля.

Выбранное направление привлекательно как с точки зрения энергобезопасности, энергоэффективности и экологичности, так и с точки зрения технологического развития экономики. Повышение качества угля и умеренный рост угольной генерации с параллельным внедрением современных технологий позволят существенно улучшить экологию. К 2030 году предусмотрена реализация проектов в сфере комплексной переработки угля. Основными продуктами, предполагаемыми к производству, являются: бензин, дизельное топливо, электроэнергия и различные химические продукты.

Реализация проектов по глубокой комплексной переработке угля в Казахстане обеспечит энергетическую безопасность страны и позволит развивать углехимическую отрасль, что может существенно повлиять на эффективность использования угольного потенциала Казахстана и повысить роль угля путем улучшения экологии.

Регулирование рынка тепла

В структуре производства тепловой энергии Казахстана на долю ТЭЦ приходится более 62%, тем не менее, за период 2014-2018 гг. доля ТЭЦ в производстве тепла снизилась на 4%. В структуре потребления тепла, более 50% приходится на население и только 27% на промышленность, что обуславливает социальную значимость и характер регулирования отрасли.

Протяжённость тепловых сетей составляет 11,5 тыс. км, при этом доля магистральных тепловых сетей составляет 16%. Для отрасли характерны высокие потери при передаче тепловой энергии, которые, по данным компаний, могут достигать 30% (по данным государственной статистики – 17%), и низкий коэффициент полезного действия (КПД) теплоисточников. Несмотря на то, что доля ветхих и нуждающихся в замене тепловых сетей за последние пять лет снизилась с 68% до 59%, проблема износа тепловых сетей остаётся острой ввиду недостаточного объёма замены тепловых сетей.³¹

Централизованные системы теплоснабжения городов Казахстана обеспечивают тепловой энергией 70% населения страны. Несмотря на значительные потери при передаче тепловой энергии по централизованным системам теплоснабжения, централизованное теплоснабжение с высокой долей ТЭЦ остаётся наиболее эффективным (с энергетической точки зрения) по сравнению с децентрализованными системами теплоснабжения городов. Прежде всего, эффективность ТЭЦ связана с циклом когенерации - производства электроэнергии и тепла (см. рисунок 7.1.)

³¹По данным статистики за период 2014-2018 гг. заменено около 1,7 тыс. км тепловых сетей.

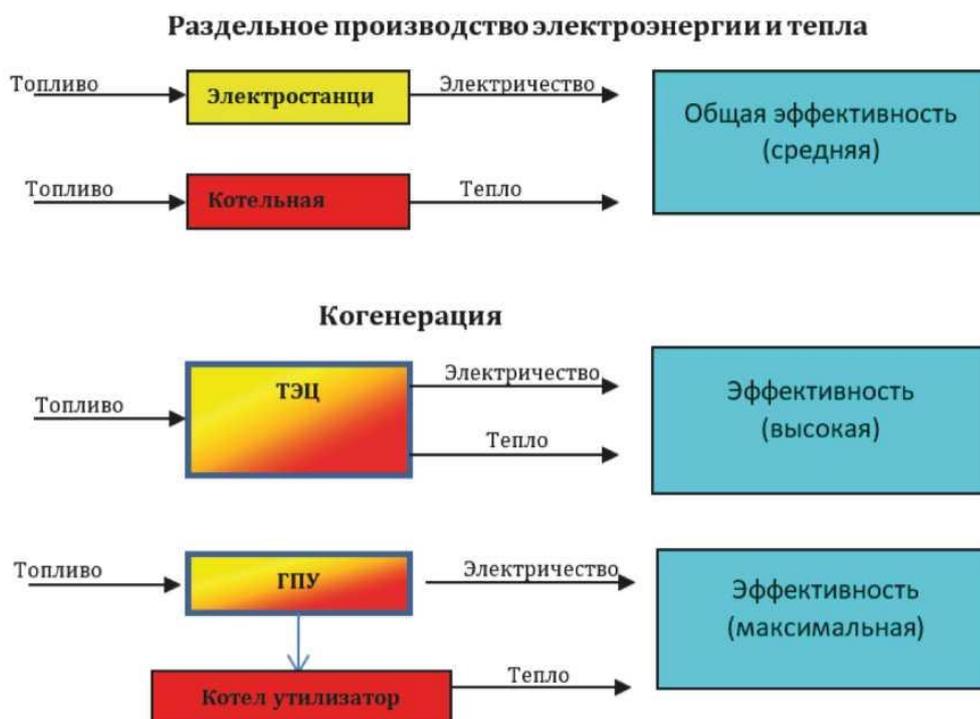


Рисунок 7.1– Сравнение эффективности когенерации и раздельного производства тепла и электроэнергии

Примечание: ГПУ – газопоршневая установка с циклом утилизации тепла отходящих дымовых газов.
КПД ГПУ выше, чем у газотурбинных установок

В целом экономия топлива в результате когенерации в сравнении с вариантом раздельной выработки электроэнергии и тепла составляет 25-30%, в зависимости от выбора типа когенерации и вариантов раздельной выработки. Эффективность использования ТЭЦ в части снижения расхода топлива и выбросов активно обсуждается и поощряется в программах развития электроэнергетики стран Европейского Союза (ЕС) и Скандинавских стран. При этом, будущая структура систем теплоснабжения рассматривается в комплексе решения задач климатической политики и роли электроэнергетического сектора в долгосрочном обеспечении надёжного снабжения чистой электро- и теплоэнергией по наиболее доступным для потребителей ценам. Последнее является ключевым для потребителя, который при выборе поставщика тепловой энергии руководствуется принципом наименьшей цены, что подразумевает возможность замещения источника централизованного теплоснабжения (например, ТЭЦ) на альтернативный. Принцип замещения источника, принятый в Скандинавских странах, Шотландии, Германии и в России, является основой для ценовой конкуренции между распределёнными и централизованными источниками теплоснабжения, между ТЭЦ, котельными, тепловыми насосами и отоплением электрическими приборами.

Дополнительно, единые требования, предъявляемые к ТЭЦ и децентрализованным источникам теплоснабжения в части качества теплоснабжения, соответствия стандартам низкоуглеродной политики на фоне ценовой конкуренции приводят к необходимости совершенствования бизнес процессов теплоснабжающих организаций, моделей рынков, внедрения новых операционных стандартов и технологических решений (снижения температуры теплоносителя в обратном трубопроводе, например) и коррекции ценового регулирования для систем теплоснабжения.

В Казахстане положение ТЭЦ в рамках стратегии перехода к «зелёной» экономике чётко не определено. При этом, согласно прогнозному балансу электрической мощности Министерства энергетики, до 2025 года состав мощностей и, соответственно, доля ТЭЦ

останутся практически неизменными. Дополнительно, согласно правилам нового рынка мощности, предполагается приоритетный отбор мощности ТЭЦ. Тем не менее, из 38 ТЭЦ - 25 угольные, с характерно высокими показателями выбросов вредных веществ. Как уже говорилось ранее, перевод части угольных ТЭЦ (особенно, ТЭЦ г. Нур-Султан) на природный газ маловероятен, поэтому при сохранении доли угля в топливном балансе и для решения задач по переходу Казахстана к «зелёной» экономике на ТЭЦ и котельные будет возложена обязанность реализации программ модернизации, включая внедрение технологий очистки дымовых газов и утилизации золы. С учётом готовящихся требований Экологического кодекса в части внедрения наилучших доступных технологий (НДТ), реализация поставленных задач будет зависеть от наличия стимулов к эффективности, манёвренности, экологичности и повышению качества услуг систем теплоснабжения, с одной стороны, и рациональному использованию тепла, и ремонту помещений со стороны потребителей, с другой стороны, посредством эффективного тарифного регулирования отрасли.

Тарифное регулирование теплоснабжения

В мировой практике существует два основных подхода к тарифообразованию централизованного теплоснабжения: затратный метод (затраты плюс разрешённый уровень прибыли) и метод маржинальных затрат.

Несмотря на простоту в начислении и регуляторном администрировании метода «затраты плюс прибыль», отсутствие стимулов для конкуренции между и теплоснабжающими организациями ограничивает его применение в основном регулируемые рынками.

Для рынков, прошедших некоторый уровень реформирования, более характерно применение метода маржинальных затрат, подразумевающего покрытие переменных затрат, связанных с производством ещё одной единицы тепловой энергии. Однако, при формировании тарифов на основе единицы произведённой тепловой энергии, теплоснабжающие компании рискуют не покрыть постоянные затраты, связанные с поддержанием оборудования, сетей, ремонтом и инвестициями. Так, включение в тариф постоянных затрат, например, за сохранение присоединения потребителя к тепловым сетям, за поддержание тепловых сетей в рабочем состоянии и готовность обеспечить тепловые нагрузки в оговорённом объёме, более важно для компаний, поскольку позволяет обеспечить постоянный денежный поток и покрыть инвестиционные расходы и ремонты. Для сравнения, в Казахстане отсутствует плата за подключённую тепловую мощность не только бытовых, но и промышленных предприятий. В результате, ряд крупных потребителей тепловой энергии, имеющих собственные источники теплоснабжения, подключены к тепловым сетям для целей повышения надёжности теплоснабжения и практически не потребляют тепло от централизованных систем теплоснабжения. В результате оплата потребления тепловой энергии минимальна, при этом тепловые сети и источники несут значительные издержки за счёт потерь и необходимости поддержания в готовности тепловых мощностей к покрытию нагрузки.

Для потребителей Казахстана (как и для потребителей в целом в мире), большее значение имеют переменные затраты, связанные с возможностью потребителей повлиять на уровень тарифа вниз за счёт мер по рациональному использованию тепловой энергии и ценовой конкуренции через принцип замещения источника. Дополнительные стимулы лишь усиливают значение переменных затрат для потребителей. Например, при дифференциации уровня тарифов по сезонам (самый высокий тариф в 4 самых холодных месяца года, самый низкий – в 4 самых тёплых месяца года и средний – в оставшиеся 4 месяца) потребители снижают потребление тепловой энергии в самый дорогой сезон.

Таким образом, соотношение и процент учёта переменных и постоянных затрат становятся ключевыми для создания условий, когда, с одной стороны, потребитель стимулируется к рациональному потреблению тепла и разумным инвестициям в ремонт

помещений в целях его сохранения, а теплоснабжающие организации к более эффективному управлению системой, планированию инвестиций, качеству обслуживания.

В Казахстане теплоснабжение по-прежнему регулируется законом «Об электроэнергетике». Отсутствие единых правовых основ для системы отношений в сфере теплоснабжения (помимо расхождений в практике применения различных норм и правил) тормозит привлечение инвестиций в отрасль и сдерживает темпы развития и обновления систем теплоснабжения. В настоящее время ведётся разработка отдельного законопроекта «О теплоэнергетике», в задачи которого, согласно досье на проект, входит «создание комплексной системы правового регулирования отношений в сфере теплоснабжения».

Регулирование цен в отрасли определяется законом «О естественных монополиях». Согласно закону, в Казахстане введены предельные тарифы на производство тепла и на объединенную услугу по передаче, распределению и сбыту тепловой энергии, утверждаемые на пятилетний срок.

Предельные тарифы на производство тепла и его поставку рассчитываются по методике, где регулируются величины затрат, а ставка прибыли зависит от базы активов (БЗА), непосредственно задействованных в предоставлении услуг.

Доход = Затраты + БЗА × Ставка доходности, ⇒ Тариф = Доход/Q
где Q –объем производства или передачи тепловой энергии.

Подход к расчёту ставки прибыли регламентируется той же методикой, что и для электросетевых компаний³². Расчет ставки по данной методике в принципе однозначен и зависит от ставки прибыли на собственные и заемные средства, но при этом размер долговой премии за риск может быть определен различными вариантами.

Оценка активов, задействованных в производстве и поставке тепла, является достаточно спорным моментом методики. Так, для тепловых сетей, ввиду высокого износа основных фондов, возникает вопрос оценки стоимости оборудования сетей с истекшим сроком амортизации, но находящегося в эксплуатации. Кроме того, для ряда частных компаний, владеющих тепловыми сетями, оценка активов связана с проблемой нахождения части теплосистемы на балансе городских властей.

Несмотря на утвержденные методики определения предельных тарифов, наибольшим влиянием на регулирование тарифов на тепловую энергию в Казахстане обладает социальный фактор. Регулятор (КРЕМиЗК) стремится снизить величину тарифа и конечную стоимость для потребителя, оставляя за собой право значительно снижать уровень прибыли, фактически сводя методику определения тарифа к подходу «затраты плюс», что в результате сказывается на возможностях ремонта и замены оборудования котельных, ТЭЦ и тепловых сетей.

Если в части тепловых сетей сложность в определении величины базы активов заключается в оценке стоимости объектов с высокой степенью износа и проблем, связанных с балансовой принадлежностью, то в части ТЭЦ определить точно активы электростанции, задействованные именно в производстве тепла, невозможно, поэтому величина базы активов ТЭЦ, используемая в производстве тепла, вносится полностью, но учитывается для расчёта тарифа на тепло в процентном соотношении согласно утверждённой методологии.³³

С расчётом тарифов ТЭЦ связана сложность корректного распределения затрат (переменных и постоянных) между производством тепловой и электрической энергии. Свобода разделения затрат между видами конечной продукции на одном производстве в зависимости от конъюнктуры рынка, существующая в иных секторах, ограничена в теплоэнергетике. Ввиду монопольного характера сектора государство ведёт прямое

³²Приказ Председателя АРЕМиЗК РК от 27 января 2003 года № 17-ОД

³³В рамках регулирования пока не созданы механизмы стимулирования эффективности и качества, а затраты ТЭЦ на ремонт и замену оборудования покрываются за счет амортизационных отчислений и прибыли

регулирование цен. Регулирование теплоснабжения и установление предельных тарифов на электроэнергию и мощность Министерством энергетики не позволяет ТЭЦ свободно распределять затраты между производством тепла и электроэнергии.

В мировой практике в части разделения переменных (в основном, топливо) и постоянных (оплата труда, амортизация и т.д.) затрат для ТЭЦ существует ряд методик:

- термодинамические методы (энергетический метод и метод эксергии);
- методы альтернативного снабжения электроэнергией;
- метод альтернативного теплоснабжения;
- метод распределения выгод.

В Казахстане для разделения затрат при производстве тепловой энергии применяются только термодинамические методы – физический и эксергетический. Физический метод распределяет затраты пропорционально объемам производства электрической и тепловой энергии. Метод прост в применении и используется большинством ТЭЦ Казахстана, при этом характеризуется более высокой стоимостью тепловой энергии, что в случае сравнения с котельными с высоким КПД приводит к более высоким затратам на производства тепла на ТЭЦ. Это создает условия для вытеснения ТЭЦ с рынка котельными.

Эксергетический метод рассматривает разделение затрат с точки зрения распределения потоков³⁴ эксергии на производство тепловой и электрической энергии. Применение метода на практике осложняется необходимостью учета множества параметров (применялся только на ТЭЦ Алматы и Нур-Султан), однако именно данный метод считается самым справедливым с точки зрения термодинамики для распределения выгод от когенерации между электроэнергией и теплом. Применение эксергетического метода приводит к более низкой цене на производство тепловой энергии по сравнению с самыми эффективными котельными.

Применение физического метода на большинстве ТЭЦ Казахстана не позволяет говорить о перекрестном субсидировании тепла за счет электроэнергии, однако ограничения на стоимость тепла, налагаемые Регулятором КРЕМЗиК, с одной стороны, и действия Министерства энергетики, оказывающие понижающее давление на тарифы электроэнергии и мощности, с другой, приводят к ситуации существенного недофинансирования ТЭЦ.

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей дифференцируются по группам (население, бюджетные организации и другие), с дальнейшей дифференциацией в зависимости от наличия или отсутствия прибора учета тепла. Ввиду социальной направленности политики регулирования тарифов на тепловую энергию, Казахстан может прийти к решению о необходимости повышения тарифов для источников тепла и тепловых сетей за счёт более выраженной ценовой дифференциации.³⁵ На практике такой подход будет означать, что за счет дифференциации тарифов основная нагрузка при росте тарифов на производство и передачу тепловой энергии ляжет на промышленных потребителей, государственные и муниципальные предприятия, при этом повышение тарифов не должно существенно затронуть население. Однако такой подход по факту создаст перекрёстное субсидирование между группами потребителей и уменьшит прозрачность ценообразования. В свою очередь, повышение финансовой нагрузки на промышленных потребителей, которым также предстоит увеличение расходов по программе защиты окружающей среды в рамках нового Экологического кодекса, а также расходы по поддержке развития ВИЭ (для промышленных потребителей, являющихся частью промышленных групп, без собственных источников ВИЭ) могут привести к отрицательному мультипликативному эффекту сказаться на конкурентоспособности, особенно экспортных отраслей.

³⁴ Эксергия термодинамического процесса рассматривается как функция от энтальпии и энтропии.

³⁵ Данный подход называется «ценовой дискриминацией третьего рода».

7.2.4 Российская Федерация

Основные положения Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года в части электроэнергетики.

В основу прогнозных оценок возможностей и рисков развития энергетики Российской Федерации положены 2 сценария, сформированные с учетом основных параметров долгосрочного прогноза социально-экономического развития. Сценарии определяют диапазон возможных изменений показателей развития отраслей топливно-энергетического комплекса (параметров топливно-энергетического баланса) и значений целевых показателей реализации настоящей Стратегии. Выход за пределы указанного диапазона может свидетельствовать о необходимости принятия дополнительных мер или пересмотра стратегических ориентиров развития топливно-энергетического комплекса.

В обоих сценариях предполагается: сохранение в качестве основы мировой энергетики ископаемых видов топлива с постепенным увеличением доли возобновляемых источников энергии в мировом и национальных топливно-энергетических балансах.

Решение задачи электроэнергетики потребует поддержания установленной мощности электростанций в энергосистемах в период до 2024 года на уровне 254 ГВт, а в период до 2035 года - в диапазоне 251 - 264 ГВт.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики, входят:

- совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей с учетом их технико-экономических показателей в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме и синхронизация вводов новых генерирующих объектов с ростом потребности в электрической энергии;
- снижение избытков мощности в Единой энергетической системе России и их приведение к нормированным значениям резервов мощности, в том числе путем вывода из эксплуатации или замещения неэффективных генерирующих мощностей;
- улучшение технико-экономических показателей функционирования тепловых электрических станций и электросетевого хозяйства;
- внедрение механизма управления спросом;
- формирование рынка систем хранения электрической энергии;
- создание механизма контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической энергии;
- постепенная ликвидация перекрестного субсидирования;
- совершенствование отраслевой системы контроля деятельности организаций электроэнергетики по подготовке и надежному прохождению объектами электроэнергетики максимумов нагрузок, в том числе в целях снижения рисков возникновения аварий в энергосистемах;
- формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций;
- переход к 2035 году на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы оперативно-диспетчерского управления объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России, а также объектами электрической сети 110 кВ и выше и объектами генерации 5 МВт и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Также будут приняты меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

- модернизацию конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов, и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;

- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- разработку рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки) с применением в том числе технологии хранения и аккумулирования электрической энергии и ее воспроизводства.

Атомная энергетика

Задачами атомной энергетике являются:

- повышение эффективности атомной энергетике, включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых атомных электростанций с учетом их полного жизненного цикла;

- разработка и внедрение новой энергетической технологии в области атомной энергетике, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла.

Решению задач атомной энергетике будут способствовать следующие меры:

- обеспечение достаточной сырьевой базы атомной энергетике на основе проведения геологоразведочных работ и разработки урановых месторождений на территории Российской Федерации, а также разведки, разработки месторождений и увеличения добычи урана на территориях других стран;

- разработка технологий ядерного топливного цикла на основе газовых центрифуг нового поколения, модернизация разделительно-сублиматных комбинатов, повышение экономической эффективности производства ядерного топлива и его комплектов (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создание производств для выпуска новых типов топлива;

- обеспечение производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций, необходимых для ввода энергоблоков в стране и поставок на экспорт;

- создание ряда предприятий замкнутого ядерного топливного цикла по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами, по производству топлива из регенерированных ядерных материалов;

- совершенствование технологий вывода из эксплуатации энергоблоков атомных электростанций;

- обеспечение участия атомных электростанций нового поколения (двухблочной, оптимизированной по технико-экономическим показателям атомной электростанции поколения «3+» с реакторными установками технологии водо-водяного энергетического реактора, разработанного в современной информационно-технологической среде проектирования) в регулировании неравномерности суточных графиков нагрузки с диапазоном регулирования от 100 до 50 процентов номинального уровня мощности;

- создание атомных электростанций малой мощности для энергоснабжения удаленных и изолированных территорий.

Показателем решения задачи повышения эффективности атомной энергетике, включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых атомных

электростанций с учетом их полного жизненного цикла, является доля атомных электростанций поколения «3+» и модернизированных действующих энергоблоков атомных электростанций с продленным сроком эксплуатации в установленной мощности атомной генерации в Российской Федерации: 2018 год - 13 процентов; к 2024 году - 26 процентов; 2035 году - 40 процентов.

Показателем решения задачи разработки и внедрения новой энергетической технологии в области атомной энергетики, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла, является установленная мощность реакторов на быстрых нейтронах, обеспечивающих замыкание ядерного топливного цикла: 2018 год - 1,48 ГВт; к 2024 году - 1,48 ГВт; к 2035 году - 1,78 ГВт.

Водородная энергетика

Задачей водородной энергетики является развитие производства и потребления водорода, вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту. В комплекс ключевых мер, способствующих решению задачи водородной энергетике, входят:

- разработка и реализация мер государственной поддержки созданию инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;
- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;
- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии, атомной энергии;
- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;
- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;
- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетике;
- интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетике и выхода на зарубежные рынки.

Показателем решения задачи водородной энергетике является экспорт водорода: к 2024 году - 0,2 млн. тонн; к 2035 году - 2 млн. тонн.

Энергосбережение и энергоэффективность в сфере энергетике

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи развития энергосбережения и повышения энергоэффективности, входят:

- совершенствование нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;
- налоговое и неналоговое стимулирование использования организациями топливно-энергетического комплекса наилучших доступных технологий, включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования;
- использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам);
- совершенствование нормативно-правовой базы рынка энергосервисных услуг;

- обновление существующих и внедрение новых систем энергоменеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2018;
- обмен опытом и распространение лучших практик энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса.

Важным следствием политики энергосбережения станет также существенное сдерживание роста эмиссии парниковых газов и сокращение организациями топливно-энергетического комплекса вредных выбросов в окружающую среду.

Показателями решения задачи развития энергосбережения и повышения энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса являются:

- коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа:
2018 год - 85,1 процента; к 2024 году - 90 процентов; к 2035 году - 95 процентов;
- снижение удельного расхода топливно-энергетических ресурсов на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа, процент к базовому уровню:
к 2024 году - 12 процентов; к 2035 году - 17 процентов;
- удельный расход топлива на отпуск электрической энергии:
2018 год - 309,8 г у.т./кВт·ч; к 2024 году - 285,4 г у.т./кВт·ч;
к 2035 году - 255,6 г у.т./кВт·ч;
- снижение удельного потребления электрической энергии на транспортировку нефти (нефтепродуктов) в сопоставимых условиях, процент к базовому уровню:
к 2024 году - 1,2 процента; к 2035 году - 3,3 процента.

Пространственное и региональное развитие сферы энергетики

Задачей электроэнергетики в рамках пространственного и регионального развития является повышение эффективности электросетевого комплекса. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи повышения эффективности электросетевого комплекса, входят:

- повышение качества разработки схем и программ развития электроэнергетики, в том числе прогноза спроса на электрическую энергию и мощность на основании данных о реализации на территориях субъектов Российской Федерации инвестиционных проектов;
- повышение эффективности, в том числе экономической, технологий передачи электрической энергии;
- совершенствование системы оперативно-технологического управления в территориальных сетевых организациях;
- переход на риск-ориентированное управление производственными активами в электросетевом комплексе на базе цифровых технологий;
- создание интеллектуальных систем учета электрической энергии;
- модернизация неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации на изолированных и труднодоступных территориях;
- поэтапное создание единого государственного электросетевого комплекса;
- создание условий для надежного и качественного обеспечения электроснабжением земельных участков, вовлекаемых в оборот для жилищного строительства, в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

Показателем решения задачи повышения эффективности электросетевого комплекса является уровень потерь электрической энергии в электрических сетях, не более: 2018 год - 10,6 процента; к 2024 году - 9,8 процента; к 2035 году - 7,3 процента.

Гидроэнергетика и иная энергетика

на основе использования возобновляемых источников энергии

Решению задачи повышения эффективности функционирования гидроэлектростанций будут способствовать следующие меры:

- создание условий для инвестиционной привлекательности гидроэнергетики;

совершенствование нормативно-правовой базы, определяющей требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений и сохранению биоразнообразия, а также правовой статус водохранилищ для целей гидроэнергетики;

обеспечение производства необходимого оборудования и достаточных для развития гидроэнергетики строительных мощностей.

Задачей энергетики, основанной на использовании ВИЭ, является повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи повышения эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии, входят:

совершенствование национальных стандартов, касающихся возобновляемых источников энергии, с учетом лучших мировых практик;

поддержка российского экспорта оборудования и оказания услуг по проектированию, строительству, эксплуатации и сервисному обслуживанию генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии за рубежом;

совершенствование механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу;

стимулирование добровольного спроса на электрическую энергию, выработанную на основе возобновляемых источников энергии.

Показателем решения задачи повышения эффективности функционирования гидроэлектростанций является снижение удельного расхода воды на мощность МВт (при аналогичных условиях водности), процент к уровню базового года (3,42 куб. м/с*МВт): к 2024 году - 1 процент; к 2035 году - 2 процента.

Показателем решения задачи повышения эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования ВИЭ является снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт·ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения, процент к уровню базового года: к 2024 году - 6 процентов; к 2035 году - 17 процентов.

Теплоснабжение

Задачами теплоснабжения являются:

– формирование эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей;

– повышение надежности и эффективности теплосетевого комплекса.

В комплексе ключевых мер, обеспечивающих решение задач теплоснабжения, приоритетным является применение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», а также:

– формирование и обеспечение условий эффективного функционирования на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;

– повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения с учетом приоритета повышения уровня когенерации;

– переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением модели «альтернативной котельной» с учетом региональных особенностей;

– реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для применения эффективных технологий;

– распространение лучших практик использования альтернативных источников теплоснабжения, в том числе геотермальных источников тепловой энергии, использование систем рекуперации воздуха, низкопотенциального тепла;

– экономически обоснованное развитие магистральных сетей теплоснабжения, в том числе для надежного и качественного обеспечения потребностей жилищного строительства в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

Показателем решения задачи формирования эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей является количество регионов, внедривших модель «альтернативной котельной»: 2018 год - 1; к 2024 году - 35; к 2035 году - 65.

Показателями решения задачи повышения надежности и эффективности теплосетевого комплекса являются:

– ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения, процентов к базовому уровню: к 2024 году - 5 процентов; к 2035 году - 5 процентов;

– ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и в тепловых сетях в неценовой зоне теплоснабжения, процентов к базовому уровню: к 2024 году - 2,1 процента; к 2035 году - 2,3 процента;

– доля выработки электрической энергии теплоэлектроцентралями по теплофикационному циклу: 2018 год - 30,4 процента; к 2024 году - 33 процента; к 2035 году - 40 процентов;

– удельный расход топлива при производстве тепловой энергии: 2018 год - 169,2 кг/Гкал; к 2024 году - 164,2 кг/Гкал; к 2035 году - 159,3 кг/Гкал.

Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата

Задачами по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата для отраслей топливно-энергетического комплекса являются:

– уменьшение отрицательного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на окружающую среду;

– снижение негативного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на климат и их адаптация к изменениям климата.

Меры, способствующие решению задач по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата, включают:

– переход в отраслях топливно-энергетического комплекса на принципы наилучших доступных технологий;

– создание национальной системы мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов, в том числе от объектов энергетики;

– учет рисков изменения климатических и гидрометеорологических условий наравне с учетом традиционных финансово-экономических параметров при технико-экономическом обосновании проектов и их реализации;

– активное участие в формировании международного экологического законодательства и гармонизация с его нормами норм законодательства Российской Федерации;

– стимулирование сокращения образования новых и утилизации накопленных отходов производства, и обеспечение безопасного обращения с ними, проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого окружающей природной среде, включая увеличение доли золошлаковых отходов (золошлаковой смеси), вовлеченных в хозяйственный оборот;

– снятие основных инфраструктурных, технологических и иных ограничений рационального использования попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

– стимулирование научных исследований и поддержку разработки перспективных технологических решений, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и минимизацию экологических рисков;

- осуществление государственного регулирования выбросов парниковых газов и другого антропогенного воздействия отраслей топливно-энергетического комплекса на климат с учетом международных обязательств Российской Федерации;

- реализацию в отраслях топливно-энергетического комплекса положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (включая очистку или утилизацию оборудования и отходов, содержащих стойкие органические загрязнители);

- обеспечение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по ликвидации, усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями.

Кроме того, снижению негативного воздействия деятельности организаций ТЭК на окружающую среду и климат будут способствовать:

- создание и использование экологически чистых, низкоуглеродных и ресурсосберегающих технологий производства, транспортировки, хранения и использования энергетических ресурсов, в том числе технологий «чистого угля»;

- рациональное использование попутного нефтяного газа и минимизация объемов его сжигания на факелах;

- увеличение коэффициента использования топлива в процессе генерации электрической и тепловой энергии и снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии;

- увеличение производства высококачественных моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими международным нормам и стандартам, включая газомоторные виды топлива;

- повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства.

Показателями решения задачи уменьшения отрицательного воздействия деятельности организаций ТЭК на окружающую среду являются:

- отношение доли улавливания и обезвреживания загрязняющих атмосферу веществ из отходящих от стационарных источников в отраслях ТЭК к базовому уровню:

к 2024 году - 1,1; к 2035 году - 1,4;

- отношение доли загрязненных сточных вод в общем объеме сброса в поверхностные водные объекты в отраслях топливно-энергетического комплекса к базовому уровню: к 2024 году - 0,9; к 2035 году - 0,75;

- доля площади рекультивированных земель в общей площади обработанных нарушенных земель, подлежащих рекультивации в отраслях топливно-энергетического комплекса за последние 5 лет: 2018 год - 61,5 процента; к 2024 году - 67 процентов; к 2035 году - 80 процентов;

- доля утилизированных и обезвреженных отходов в общем объеме образованных отходов в отраслях топливно-энергетического комплекса: 2018 год - 52,6 процента; к 2024 году - 65 процентов; к 2035 году - 85 процентов;

- в том числе продуктов сжигания твердого топлива (золошлаков): 2018 год - 8,4 процента; к 2024 году - 15 процентов; к 2035 году - 50 процентов.

Показателем решения задачи снижения негативного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на климат и их адаптации к изменениям климата является соотношение общего объема выбросов парниковых газов в текущем 2020 году к объему указанных выбросов в 1990 году, не более: 2018 год (факт по состоянию за 2017 год) - 50,7 процента; к 2024 году - 70 - 75 процентов; к 2035 году - 70 - 75 процентов.

7.2.5. Республика Узбекистан³⁶

Развитие тепловой энергетики

Тепловая энергетика продолжает оставаться основным источником генерации электрической энергии Республики, и её развитие с применением энергоэффективных технологий обеспечит устойчивость энергосистемы страны в целом.

В целях повышения энергоэффективности ТЭС при строительстве новых электростанций, работающих в базовом режиме, преимущественно будут использованы ПГУ с КПД агрегатов не менее 60 процентов.

В период 2020-2030 годов намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов по строительству новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт, 6 проектов по расширению действующих ТЭС с увеличением мощности на 4,1 тыс. МВт за счёт строительства ПГУ, ГТУ и угольного энергоблока, а также 1 проект по модернизации энергоблоков № 1-5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

В итоге, к 2030 году суммарная мощность ТЭС составит 14,7 тыс. МВт, объём вырабатываемой электрической энергии – 70,7 млрд кВт·ч (рост в 1,3 раза к 2018 году).

Строительство регулирующих электростанций для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы, общей мощностью около 1200 МВт, будет осуществляться на основе газотурбинных установок малой мощности (50-100 МВт) и газопоршневых двигателей. Ожидается, что в 2020 году будут определены инвесторы на строительство двух регулирующих электростанций мощностью по 200-300 МВт. Указанные станции будут введены в 2021-2023 гг.

Развитие угольной генерации предусмотрено путем строительства нового угольного энергоблока мощностью 150 МВт на Ангренской ТЭС (второй этап), а также поэтапной модернизации существующих энергоблоков Ново-Ангренской ТЭС, предусматривающих круглогодичное сжигание угля, а также сокращение вредных выбросов в атмосферу.

Развитие когенерационных установок для отопления и горячего водоснабжения в городах будет осуществляться, в основном, за счет внедрения ГТУ средней мощности.

По мере ввода новых генерирующих мощностей будет поэтапно осуществляться вывод из эксплуатации морально и физически устаревших энергоблоков ТЭС. Общая мощность выводимого оборудования, отработавшего парковый ресурс, к 2030 году достигнет 5,9 тыс. МВт.

При этом по соображениям энергетической безопасности будет создан резерв мощностей, которые в последующем могут быть использованы в оказании вспомогательных услуг (системный резерв).

Развитие гидроэнергетики

В период 2020-2030 годов намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге, к 2030 году суммарная мощность ГЭС составит 3 785 МВт, объём вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд кВт·ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

³⁶Источник информации: Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы

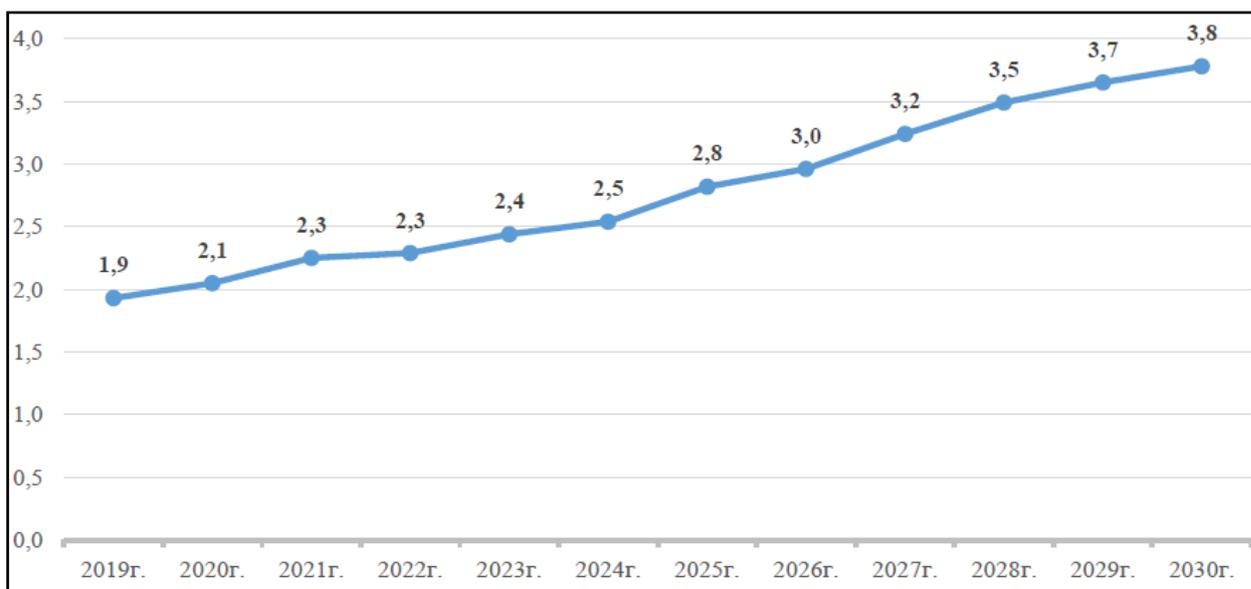


Рисунок 7.2 –Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт

Развитие атомной энергетики

В соответствии с соглашением между Правительством Республики Узбекистан и Правительством Российской Федерации от 7 сентября 2018 года в период до 2030 года предусмотрено строительство в Узбекистане атомной электростанции мощностью 2400 МВт поколения «3+» с двумя энергоблоками на основе водо-водяных энергетических реакторов ВВЭР-1200.

Развитие генерации на основе ВИЭ

В период 2020-2030 годы будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Эти проекты будут осуществляться исключительно за счет средств инвесторов - независимых производителей электрической энергии.

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

В ветроэнергетике основным направлением будет создание крупных ветропарков с единичной мощностью 100-500 МВт.

Солнечные ФЭС мощностью 100-500 МВт будут сосредоточены, в основном, в Центральном и Южном регионах. Однако и 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 переменчивой 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 быстрый 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. С учетом установки населением объектов ВИЭ к 2026 году предусматривается покрытие потребления 4,3 процентов домохозяйств по Республике в объеме порядка 800 млн кВт·ч в год за счет внедрения частично изолированных объектов ВИЭ.

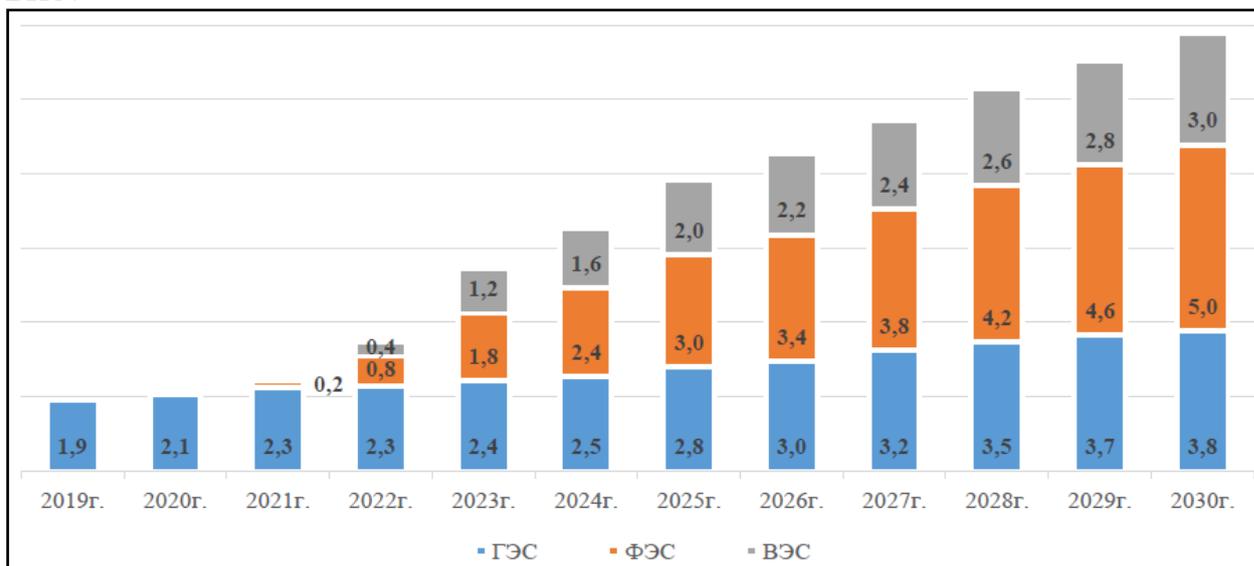


Рисунок 7.3 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

Развитие магистральных электрических сетей

В 2020 году будет разработан и утвержден план развития магистральных электрических сетей до 2030 года, с учетом интеграции новых источников генерации, в том числе на основе ВИЭ.

К 2025 году для повышения надежности электроснабжения все энергоузлы единой электроэнергетической системы будут объединены в единую энергетическую сеть 500 кВ.

К 2030 году постепенно функции ЛЭП и ПС 220 кВ из системообразующих будут трансформированы в распределительные.

При реализации перспективных проектов будут учтены следующие основные направления по цифровизации и автоматизации объектов электроэнергетики:

- для обеспечения в режиме реального времени работы систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации о выработке, транспортировке и распределении электрической энергии, а также оптимизации потоков электрической энергии и загрузке генерирующих мощностей, предусматривается поэтапное внедрение системы технологического управления диспетчерского контроля и сбора данных SCADA;

- при проектировании строительства новых, а также модернизации, реконструкции существующих ПС предусмотрено внедрение современных технологий, таких как «Цифровая подстанция»;

- при проектировании строительства новых магистральных ЛЭП для сокращения эксплуатационных расходов и отводов земель будут внедрены новые стандарты, предусматривающие строительство многоцепных воздушных ЛЭП на основе стандартов ИЕС.

Развитие распределительных электрических сетей

Модернизация существующих и строительство новых распределительных электрических сетей 110/35/10/0,4 кВ будут проводиться на основе следующих принципов:

- увеличение количества ПС 110/35/10 кВ за счет строительства новых и перевода ПС 35/10 кВ на более высокий класс напряжения;

– осуществление строительства ЛЭП напряжением 10, 35 и 110 кВ путем прокладки подземных кабелей или самонесущими изолированными проводами в пределах городов и населенных пунктов;

– перевод ПС 35 кВ и 110 кВ на закрытый тип в пределах городов и крупных населенных пунктов;

– широкое применение понижающих трансформаторов 35/0,4 кВ в пределах городов и крупных населенных пунктов;

– поэтапный отказ от системы электроснабжения на напряжении 6 кВ с переходом на систему 10 кВ и 35 кВ;

– замена проводов на воздушных ЛЭП напряжением 0,4-10кВ на самонесущие изолированные провода, с одновременным сокращением протяженности ЛЭП 0,4 кВ.

В течение 2020-2021 годов в рамках программы цифровизации электроэнергетической отрасли будут:

– создан Единый центр обработки данных;

– завершён проект по внедрению АСКУЭ у всех потребителей и на объектах энергосистемы;

– разработаны и введены в эксплуатацию программные комплексы «Биллинг» и «Анализ и прогноз потребления электрической энергии».

Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли

Переход к оптовому рынку электрической энергии будет осуществляться поэтапно в период 2020-2023 гг. с переходом на каждый следующий этап по мере выполнения обязательных условий. Конкурентный оптовый рынок сформируется в 2023 году, и всем его участникам будет обеспечен равный и беспрепятственный доступ к магистральным электрическим сетям.

В течение 2020-2022 годов будут утверждены:

– модели оптового рынка электрической энергии (ежемесячные контракты - торги на день вперед - торги в течение дня) и переходные этапы;

– модель балансирующего рынка электрической энергии;

– правила функционирования рынков;

– порядок лицензирования участников рынка.

Для создания правовых основ функционирования рынка будут приняты:

– Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» в новой редакции;

– Закон Республики Узбекистан «О Независимом Регуляторе энергетического рынка»;

– Электросетевой Кодекс (Grid Code), а также другие необходимые нормативно-правовые акты.

Ожидаемые результаты и количественные показатели реализации Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы

В результате достижения поставленных задач к 2030 году:

– установленная генерирующая мощность, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 тыс. МВт) составит 29,2 тыс. МВт, в том числе: ТЭС, использующие природный газ – 13,4 тыс. МВт (45 %); ТЭС, использующие уголь – 1,7 тыс. МВт (5,9 %); ГЭС – 3,8 тыс. МВт (13,1 %); ВЭС – 3 тыс. МВт (10,4 %); ФЭС – 5 тыс. МВт (17,3 %), в том числе 1 тыс. МВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы; АЭС – 2,4 тыс. МВт (8,3 %).

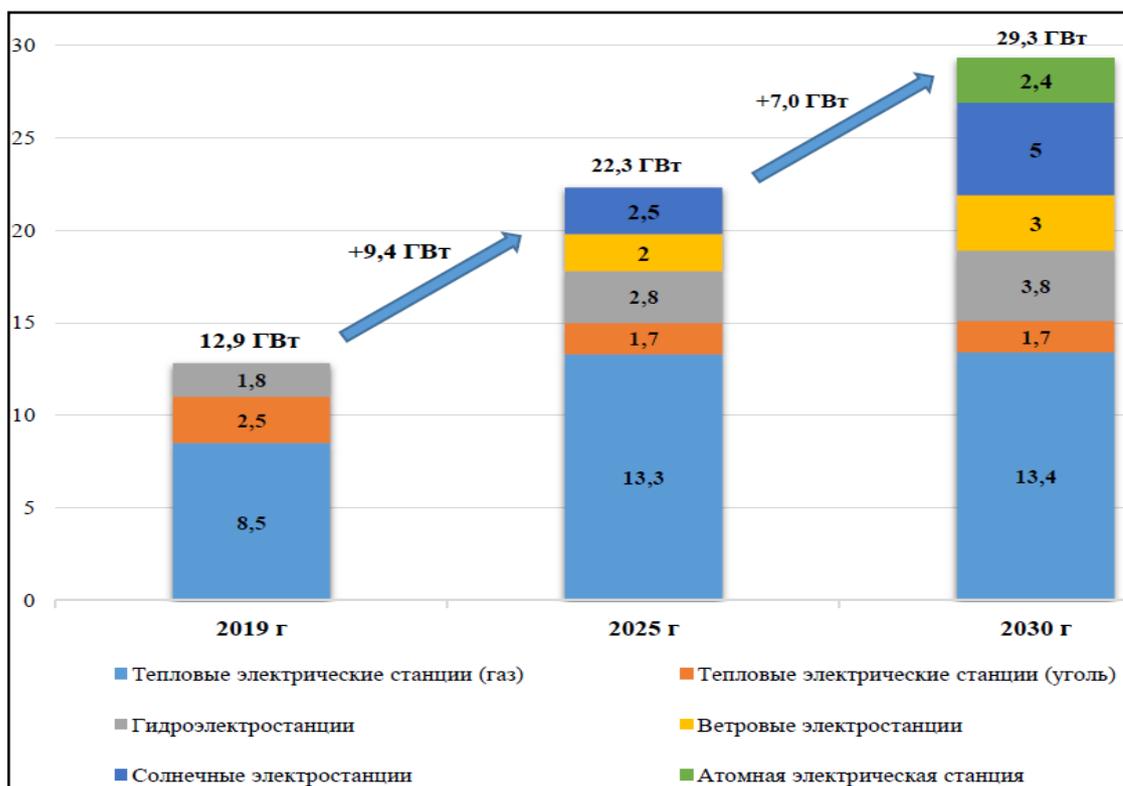


Рисунок 7.4 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

Объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрд кВт·ч, в том числе: ТЭС – 70,7 млрд кВт·ч (58,5 %); ГЭС – 13,1 млрд кВт·ч (10,8 %); ФЭС – 9,9 млрд кВт·ч (8,2 %); ВЭС – 8,6 млрд кВт·ч (7,1 %); АЭС – 18,0 млрд кВт·ч (14,9 %); блок-станции – 0,6 млрд кВт·ч (0,5 %); при этом к 2030 году показатель потерь при передаче электрической энергии составит 2,35 процента или сократится в 1,05 раза относительно 2019 года, при распределении – 6,5 процентов или в 1,85 раз ниже 2019 года.

8. Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах – участниках СНГ

8.1 Предприятия машиностроительного комплекса государств СНГ

Республика Беларусь

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
1) Перечень предприятий энергетического машиностроения		
1.	ОАО «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова»	https://metz.by/
2.	Могилевский завод «Электродвигатель»	https://www.mez.by/
2) Перечень предприятий электротехнической промышленности		
1.	ОАО «Брестский электроламповый завод»	https://brestlamp.by/
2.	ОАО «Электроаппаратура»	https://www.gomelapparat.org/
3.	ОАО «Лидский завод электроизделий»	https://lzei.by/
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	ОАО «Щучинский завод «Автопровод»	https://www.avtoprovod.com/
2.	ОАО «Беларускабель»	https://belaruskabel.by/
3.	СЗАО «Белтелекабель»	http://beltelecabel.by/
4.	СОАО «Гомелькабель»	http://gomelcable.com/
5.	ООО «ГОСНИП»	http://gosnip.by/
6.	ОАО «Кобринагромаш»	http://kam.by/
7.	ИПУП «Эколь»	https://ecol.by/
8.	ООО «ПО «Энергокомплект»	http://vikab.by/

Российская Федерация

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
1) Перечень предприятий энергетического машиностроения		
1.	АО «Силовые машины» Ленинградский металлический завод (ЛМЗ), Электросила, Завод турбинных лопаток (ЗТЛ) ООО «НордЭнергоГрупп» Таганрогский Котлостроительный завод «Красный котельщик» (ТКЗ), Калужский турбинный завод (КТЗ), Завод Реостат, НордЭнергоИнжиниринг, СМТТ. Высоковольтные решения	http://www.power-m.ru
2.	ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО Подольск»	http://aozio.ru
3.	ООО «Сибэнергомаш – БКЗ»	www.sibem-bkz.com
4.	АО «Уральский турбинный завод» (АО «УТЗ»)	http://www.utz.ru/
2) Перечень предприятий электротехнической промышленности		
1.	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	https://transformator.com.ru
2.	АО Высоковольтного оборудования «Электроаппарат»	https://elektroapparat.ru
3.	ООО Лысьвенский завод тяжелого электрического машиностроения «Привод»	www.privod-lysva.ru
4.	АО «Курский электроаппаратный завод»	https://keaz.ru
5.	АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»	https://www.cheaz.ru
6.	ООО «Русэлпром»	https://www.ruselprom.ru

7.	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗАО «ЗЭТО»)	www.zeto.ru
8.	АО «ГК «Электрощит»– ТМ Самара»	https://www.electroshield.ru
9.	АО «Группа «СВЭЛ»	www.svel.ru
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	ООО «Камский кабель»	https://www.kamkabel.ru
2.	ЗАО «Москабельмет»	https://www.mkm.ru
3.	ООО «Производственная компания «Севкабель»	https://sevkab.ru
4.	«Холдинг Кабельный Альянс»	https://www.holdcable.com
5.	АО «РОССКАТ»	www.rosskat.org
4) Перечень предприятий экологического машиностроения		
1.	ООО «Финго-Комплекс»	http://www.fingo.ru/
2.	ООО «НПО Декантер»	http://www.dekanter.ru/
5) Перечень предприятий - производителей оборудования для ВИЭ		
1.	Группа компаний «Хевел»	https://www.hevelsolar.com
2.	ООО «Хелиос-Ресурс»	http://www.hr-pv.com
3.	ООО «Солар Кремниевые технологии»	https://sst-rus.com
4.	ООО «Вестас Рус»	https://www.vestas.com
5.	«РЭД ВИНД Б.В.»	http://novawind.ru
6.	ООО «ВетроСтройДеталь»	https://www.vetros.ru
7.	ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи»	https://www.siemensgamesa.com/
8.	ООО «БашниВРС»	https://www.rusnano.com
9.	«Русэлпром»	https://www.ruselprom.ru
10.	«СВЭЛ»	https://svel.ru
11.	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	https://www.transformator.com.ru
12.	АО «Электронмаш»	http://www.electronmash.ru

Республика Узбекистан

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	СП ООО «ArtikulAziyaKabel»	www.artikul-kabel.uz
2.	СП АО«UZKABEL»	www.uzkabel.uz
3.	СПАО«Deutsche Kabel AG Taschkent»	www.dkg.uz
4.	СПООО«Techno Cable Group»	www.tcg.uz
5.	СПООО«Yuqorichirchiq Energy Systems»	www.ymi.uz
6.	ООО«ULTRA PLAST»	www.ultraplast.uz
7.	«QUVVAT»	www.quvvat.uz
8.	СПООО «Azimuth Cable»	www.opticab.uz
9.	СПООО«Falk Porsche Fiberglass»	www.dkg-ag.de
10.	СПООО«Hayat Power Kable Systems»	www.hayatpowercable.uz
11.	ТМ «Kabel Tech»	www.rfbeltech.uz
12.	ООО«OSIYO KABEL»	www.kabel.uz
13.	СПООО«PROCAB»	www.prokab.uz
14.	ООО «Reliable Trading Group»	www.rtg.uz
15.	АО «Sredazsvetmetenergo»	www.energomet.uz
16.	СПООО «Uzeraekable»	www.uzeraecabl.uz
17.	АО Узбекско-российское СП «Андижанкабель»	www.cable.uz

8.2 Научно-техническое обеспечение электроэнергетики

Республика Беларусь

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
2) Перечень отраслевых и академических институтов государств - участников СНГ		
1.	РУП «БЕЛТЭИ»	http://beltei.by/
2.	РУП «Белэнергосетьпроект»	https://www.besp.by/
3.	РУП «Белнипиэнергопром»	http://belnipi.by/

Российская Федерация

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
1) Перечень научно-технических советов (НТС) государств-участников СНГ		
1.	НП НТС «ЕЭС»	http://www.nts-ees.ru/
2) Перечень отраслевых и академических институтов государств – участников СНГ		
1.	АО «ЭНИН»	https://enin.su
2.	ОАО «ВТИ»	https://vti.ru
3.	АО «Институт «Энергосетьпроект»	https://aoesp.ru/
4.	АО «Институт Теплоэлектропроект»	http://www.tep-m.ru
5.	Институт энергетических исследований РАН	https://www.eriras.ru
3) Перечень научно-технических и инженерных центров государств – участников СНГ		
1.	АО НТЦ «ЕЭС»	https://ntcees.ru

8.3 Формирование бизнес среды трансформации энергосистем (союзы, некоммерческие партнерства, агентства, финансовые институты, ассоциации)

№	Наименование союза, некоммерческого партнерства, агентства, финансового института и т.д.	Официальный сайт
1) Национальные и международные отраслевые ассоциации, действующие в государствах – участниках СНГ		
1.	Российская Ассоциация Ветроиндустрии (РАВИ)	https://rawi.ru
2.	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	https://rreda.ru
2) Финансовые институты, действующие в государствах – участниках СНГ		
1.	Евразийский банк развития (ЕАБР)	https://eabr.org
2.	Азиатский банк развития	https://adb.jrg/
3.	Всемирный банк	https://www.vsemirnyjbank.org/
4.	Международная финансовая корпорация (МФК)	https://ifc.org/

8.4 Профессиональная подготовка (обучение), повышение квалификации и переподготовка персонала в сфере электроэнергетики

Азербайджанская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Азербайджанский технический университет	http://www.aztu.edu.az/

Республика Армения

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Национальный политехнический университет Республики Армения	https://polytech.am/

Республика Беларусь

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Белорусский национальный технический университет	http://www.bntu.by/
2.	Белорусский государственный технологический университет	https://www.belstu.by/

Республика Казахстан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Алматинский университет энергетики и связи (АУЭС)	http://www.aues.kz/
2.	Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева	https://satbayev.university/
3.	Казахский национальный университет им. Аль-Фараби	http://www.kaznu.kz/
4.	Государственное коммунальное казенное предприятие «Алматинский государственный колледж энергетики и электронных технологий»	https://akep-65.kz/
5.	Коммунальное государственное казенное предприятие «Электротехнический колледж управления образования Восточно-Казахстанского областного акимата»	http://www.eko.edu.kz/
6.	Коммунальное государственное казенное предприятие «Актюбинский колледж связи и электротехники»	https://acce.kz/
7.	Алматинский гуманитарно-технический университет	https://edu-kz.com/
9.	Атырауский институт нефти и газа	http://aogu.edu.kz/

10.	Восточно-Казахстанский государственный технический университет имени Д. Серикбаева	https://www.ektu.kz/?lang=ru
11.	Екибастузский инженерно-технический институт имени академика К.Сатпаева	https://eitiedu.com/
12.	Жезказганский университет имени О.А.Байконурова	http://www.zhezu.kz/
13.	Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана	http://www.wkau.kz/
14.	Инновационный Евразийский университет	https://ineu.kz/
15.	Казахская академия транспорта и коммуникаций имени М. Тынышпаева	https://www.kazatk.kz
16.	Казахский агротехнический университет имени С. Сейфуллина	http://kazatu.kz/
17.	Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева (КазНТУ, Политех)	https://satbayev.university/
18.	Казахский университет путей сообщения	https://kuwc.kz/
19.	Карагандинский государственный индустриальный университет	http://www.kgiu.kz/
20.	Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова	http://www.yu.edu.kz/ru/
21.	Костанайский государственный университет имени А. Байтурсынова	http://www.ksu.edu.kz/
22.	Костанайский инженерно-педагогический университет	https://kineu.kz/
23.	Костанайский социально-технический университет имени Зулхарнай Алдамжара	http://www.kosstu.kz/
24.	Кызылординский государственный университет имени «Коркыт Ата»	https://www.korkyt.kz/
25.	Международный Казахско-Турецкий университет имени Х.А.Ясави	http://ayu.edu.kz/
26.	Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова	http://www.psu.kz/
27.	Рудненский индустриальный институт	http://rii.kz/
28.	Северо-Казахстанский государственный университет имени М.Козыбаева	http://www.nkzu.kz/?lang=ru
29.	Таразский государственный университет имени М. Х. Дулати	www.tarsu.kz
30.	Таразский технический институт	https://www.alem-edu.kz/ru/university/tarazskij-tehnicheskij-institut/
31.	Южно-Казахстанский государственный университет имени М.Ауэзова	http://www.ukgu

Кыргызская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Кыргызский Государственный Технический Университет им. И. Раззакова	http://kstu.kg/

2.	Кыргызский государственный университет строительства, транспорта и архитектуры им. Н.Исанова	www.ksucta.kg/ru/
3.	Кыргызско-Российский Славянский университет	https://krsu.edu.kg/

Российская Федерация

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»	https://mpei.ru
2.	ФГБУ «Казанский государственный энергетический университет»	https://kgeu.ru/
3.	ФГБУ «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»	http://ispu.ru/
4.	ФГБУ «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»	https://mephi.ru/
5.	ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»	https://www.spbstu.ru
6.	ФГБОУ ВО «Московский Государственный Технический Университет имени Н.Э. Баумана»	https://www.bmstu.ru
7.	ФГБОУ ВО Новосибирский государственный технический университет	https://www.nstu.ru
8.	ФГАОУ ВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет"	https://tpu.ru
9.	ФГБОУ ВО "Ульяновский Государственный Университет"	https://www.ulsu.ru/ru/
10.	ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет»	https://kubsau.ru
11.	ФГАОУ ВО «Уральский федеральный Университет»	https://urfu.ru/ru/

Республика Таджикистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Таджикский Технический университет им. Академика М.С. Осими	http://www.ttu.tj/
2.	Институт энергетики Таджикистана	http://det.tj/
3.	Филиал Московского энергетического института в городе Душанбе	https://df.mpei.ru/Pages/default.aspx

Республика Узбекистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		

1.	Технический институт Еджу в городе Ташкент	info@ytit.uz
2.	Ташкентский Государственный Технический Университет имени Ислама Каримова (ТГТУ)	tstu_info@tdtu.uz
3.	Туринский Политехнический Университет в Ташкенте	info@polito.uz
4.	Университет Инха в Ташкенте (IUT)	info@inha.uz

Развитие возобновляемой энергетики создало запрос на новые специальности, объединяющие физико-математическую подготовку, технические и технологические дисциплины, знания в области электроэнергетики и строительства, а также экологии, экономики и управления. Сегодня созданы кафедры и программы возобновляемой энергетики уже в более чем 50 ВУЗах государств-участников СНГ.

Однако следует отметить, что подавляющее большинство действующих программ посвящено подготовке технического персонала, в которых основное внимание уделяется общим электроэнергетическим дисциплинам, а также аспектам обоснования параметров установок и комплексов на базе ВИЭ, экологическим аспектам использования ВИЭ, методам планирования режимов работы энергоустановок и энергетических комплексов на базе ВИЭ. На сегодняшний день отсутствуют программы по подготовке специалистов по методам оценки ресурсов возобновляемых источников энергии, бизнес инжинирингу, а также обслуживанию и эксплуатации объектов возобновляемой энергетики. В настоящее время наблюдается дефицит квалифицированных кадров по разным направлениям развития отрасли, что требует проведения системного анализа востребованных специальностей в средне- и долгосрочной перспективе и фундаментального совершенствования существующей системы подготовки кадров для развития отрасли. В целях кадрового обеспечения трансформации национальных энергетических систем важно³⁷:

- Усовершенствовать действующие и разработать новые учебные и производственные программы, по следующим вопросам, связанным с устойчивым развитием энергетики:
 - ✓ разработка принципов и технологий развития энергетических систем с растущей долей VRE;
 - ✓ социально-экономические и финансовые аспекты проектов устойчивой энергетики;
 - ✓ энергетическая политика и управление энергетикой.
- Создать национальные филиалы ведущих энергетических высших учебных заведений.
- Расширить взаимодействие профильных учебных заведений с научно-исследовательскими и проектными организациями, энергетическими компаниями, системным оператором, компаниями энергомашиностроительного комплекса и ВИЭ ассоциациями.
- Создать учебные центры и программы повышения квалификации с привлечением международных учебных центров и экспертов.
- Создать информационные сети по распространению знаний в области зеленой энергетики для устойчивого развития.

³⁷Проект ЕЭК ООН «Укрепление трансграничного сотрудничества в области использования ветровой и солнечной энергии в энергосистемах стран СНГ для реализации цели №7 устойчивого развития ООН»

ПРИЛОЖЕНИЯ

Наименование Приложения		Кол-во докум.
Приложение 1. Правовое регулирование отношений государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики		
1.1	Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики	12
1.2	Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями	7
Приложение 2. Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ		
2.1	Основные национальные нормативные правовые акты, регламентирующие функционирование электроэнергетики	18
2.2	Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики	9
Приложение 3. Энергоэффективность и энергосбережение		
3.1	Основные нормативные правовые акты	13
3.2	Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения	9
Приложение 4. Использование возобновляемых источников энергии		
4.1	Основные этапы реализации Плана ГОЭЛРО	5
4.2	Законодательство в области ВИЭ	10
4.3	Международные обзоры и доклады по ВИЭ	15
4.4	Актуальные обзоры, доклады и периодические издания по ВИЭ государств-участников СНГ	12
Приложение 5. Экология		
5.1	Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды	9
5.2	Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ	9
5.3	Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии	16
Приложение. 6. Изменение климата		
6.1	Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ	15
Приложение 7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития		
7.1	Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ	25
ИТОГО документов		184