

ДОКЛАД

**о состоянии и перспективах развития промышленности
в сфере возобновляемой энергетики
Евразийского экономического союза**



Москва, 2023 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЙ	3
ПРЕДИСЛОВИЕ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	6
I. КЛАССИФИКАЦИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ОСНОВНЫЕ МИРОВЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ИХ КОМПОНЕНТОВ	9
1.1. Малая гидроэнергетика.....	9
1.2. Ветроэнергетика.....	13
1.3. Солнечная энергетика/Гелиоэнергетика	16
1.4. Геотермальная энергетика	19
1.5. Производство биотоплива.....	22
1.6 Приливные электростанции.....	26
1.7 Оценка сырьевой базы для производства систем на основе ВИЭ	29
II. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ НА ОСНОВЕ ВИЭ	31
2.1 Европейский союз	31
2.2 Соединенные Штаты Америки	37
2.3 Китайская Народная Республика.....	44
2.4 Республика Индия	56
2.5 Объединенные Арабские Эмираты	66
2.6 Оценка развития отрасли ВИЭ международными организациями	71
III. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВИЭ В ЕАЭС, ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ ВИЭ	73
3.1 Республика Армения.....	73
3.2 Республика Беларусь.....	85
3.3 Республика Казахстан.....	97
3.4 Кыргызская Республика	108
3.5 Российская Федерация.....	115
IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
V. ПРИЛОЖЕНИЕ	133
VI. СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ИНФОРМАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	140

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЙ

АЭС – атомная электростанция

БИОЭС – биоэлектростанции (работающие на различных видах биотоплива)

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭС – ветряная электростанция

ВЭУ – ветроэнергетическая установка

ГАЭС – гидроаккумулирующие электростанции

ГЕОТЭС – геотермальная электростанция

ГИДРО – гидроэнергетика

ГЭС – гидроэлектростанция

МГЭС – малая гидроэлектростанция

ПЭС – приливная электростанция

СЭС – солнечная (гелио) электростанция

ТЭС – тепловая электростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ГВт – гигаватт

ТВт – тераватт

Гкал – гигакалории

МВт – мегаватт

Млн кВт – миллион киловатт

Млрд кВт – миллиард киловатт

Млн кВт·ч – миллион киловатт-час

Млрд кВт·ч – миллиард киловатт-час

ТДж – тераджоуль

Т.у.т. – тонна условного топлива

ПРЕДИСЛОВИЕ

Запасы ископаемого топлива в мире распределены очень неравномерно. Поэтому проблема поиска новых ВИЭ привлекает внимание мирового сообщества уже давно и является поводом для продолжающихся бурных дискуссий о выборе путей развития энергетики. Это связано, прежде всего, с растущей стоимостью традиционных топливных ресурсов, их потенциальным исчерпанием, необходимостью охраны окружающей среды и изменением климата.

Движущей силой этого процесса являются происходящие изменения в энергетической политике стран, прежде всего Европейского союза и США, пытающихся осуществить структурную перестройку топливно-энергетического комплекса, в сторону перехода на возобновляемые источники энергии.

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

Начиная с начала 1990-х годов, страны Европы и США начинают разворот в сторону освоения ВИЭ (солнце, ветер, геотермальная энергия), аргументируя это необходимостью снижения своей углеводородной зависимости, которая к тому времени уже была существенной. Постепенно в этом фарватере начинают следовать и другие крупнейшие экономики мира: Китая, Японии, Индии, Австралии и т.д.

Дополнительному импульсу в области выработки электроэнергии из возобновляемых ресурсов в этих странах способствовали масштабные программы поощрения развития ВИЭ технологий и дополнительных налогообложений энергетических мощностей, работающих на традиционных видах топлива.

Согласно популярной до недавнего времени точке зрения, уже в краткосрочной перспективе возобновляемые источники энергии должны были значительно потеснить или даже полностью заменить традиционные ископаемые

виды топлива, что позволило бы сократить зависимость ряда стран от импортируемых энергоресурсов, создать дополнительные возможности для некоторых отраслей промышленности и сельского хозяйства, уменьшать выбросы парниковых газов и других вредных веществ.

Поэтому в большинстве развитых стран в последнее время прослеживалась четкая тенденция по увеличению доли использования ВИЭ. На долю ВИЭ приходится 38,2% в генерации электроэнергии в Европейском союзе, 27,3% в Китае, 16% в Индии, 21% в США и 20% в Японии.

Так, согласно опубликованным данным аналитической компании «Ember» за 2021 год, солнечная и ветровая отрасли стали самыми быстрорастущими отраслями мировой энергетики. Выработка электроэнергии на основе солнца в 2021 году выросла на 23% по сравнению с 2020 годом, ветра – на 14%.

Доля солнечной генерации в 2021 году в мировом производстве электроэнергии достигла 3,7%, ветряной – 6,6%.

Несмотря на то, что государства-члены ЕАЭС главным образом обеспечивают свою потребность в энергоресурсах за счет традиционных источников энергии, также прорабатываются вопросы расширения использования возобновляемых источников энергии в своих энергобалансах, появляются новые технологии и связанная с ними экономика процессов производства энергии. На текущий момент во всех странах ЕАЭС, так или иначе, запущен процесс наращивания мощностей по производству ВИЭ (по итогам 2021 года доля ВИЭ в энергобалансе Армении составляла около 12%, в Беларуси – 3,2%, в Казахстане – 3,9%, Кыргызстане – 0,01%, России – 1,1% соответственно¹).

В свою очередь, следует понимать, что основой экономики сферы ВИЭ является промышленное оборудование, комплектующие и материалы к нему, производство которых возможно наладить только при четком понимании промышленниками потребностей рынка при тесном сотрудничестве с энергетиками.

¹ По информации профильных ведомств государств-членов ЕАЭС

ВВЕДЕНИЕ

Доклад о состоянии и перспективах развития промышленности в сфере возобновляемой энергетики Евразийского экономического союза подготовлен Евразийской экономической комиссией (далее – Комиссия, ЕЭК) на основании Перечня приоритетных видов экономической деятельности для промышленного сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза (Приложения № 1 к Основным направлениям промышленного сотрудничества в рамках ЕАЭС, утвержденных Решением Евразийского межправительственного совета от 30 апреля 2021 года № 5).

Предметом доклада является освещение актуальных вопросов сферы возобновляемых источников энергии в государствах-членах ЕАЭС в целях выработки предложений по развитию промышленности стран ЕАЭС по производству оборудования, комплектующих и материалов (далее – промышленность в сфере ВИЭ).

В связи с высокой степенью актуальности данной проблематики, в докладе также освещено положение в сфере использования ВИЭ в КНР, США, ЕС, Индии и ОАЭ. Опыт этих государств имеет важное значение при планировании развития использования возобновляемых источников энергии в странах ЕАЭС.

В докладе не затрагиваются вопросы развития энергетики, основанной на использовании ядерного и водородного вида топлива.

Приходится констатировать, что в различных странах до сих пор существуют разнотечения по вопросу классификации ВИЭ.

Особенно большие дискуссии ведутся вокруг гидроэлектростанций, мощностью от 30 МВт, (в ряде стран – от 50 МВт), которые причисляются к «большой», реже «средней» гидроэнергетике. Следует отметить, что такие гидроэлектростанции являются либо государственной собственностью, либо принадлежат крупнейшим энергетическим компаниям. **Развитие большой гидроэнергетики возможно только в тех случаях, когда решение о строительстве каждого объекта этой отрасли принимается на самом высоком государственном (или межгосударственном) уровне. При этом государственные органы власти**

также принимают участие в организации широкого централизованного энергопотребления получаемой электроэнергии. Также нужно понимать, что для таких проектов нужна государственная поддержка, особое регулирование, гарантирующее возврат вложенных средств и т.д. Поэтому в ряде стран (например, в Индии) гидроэнергетика разделена на малую и большую гидроэнергетику. Большая гидроэнергетика находится в ведении Министерства энергетики, а малая гидроэнергетика мощностью до 25 МВт находится в ведении Министерства новой и возобновляемой энергетики.

Таким образом, «большая» гидроэнергетика представляет собой отдельную отрасль, требует отдельного рассмотрения и выходит за рамки данного доклада.

В настоящем докладе рассматриваются следующие отрасли энергетики, базирующиеся на основе ВИЭ, не требующих специального решения на высоком государственном уровне по каждому объекту в отдельности:

- малая гидроэнергетика;
- солнечная энергетика;
- ветроэнергетика;
- геотермальная энергетика;
- производство биотоплива;
- энергия приливов/отливов.

Также в докладе определены основные компоненты, входящие в состав малых гидроэлектростанций, ветроэнергетических установок, солнечных электростанций, геотермальных электростанций, систем для производства биотоплива (биоэтанола, биодизеля), приливных электростанций.

Кроме того, сформирован перечень компаний стран ЕАЭС, имеющих компетенции по производству основных компонентов для систем на основе ВИЭ.

В заключительной части доклада сформулированы предложения по созданию в странах ЕАЭС условий для развития промышленной кооперации в сфере ВИЭ.

При подготовке данного доклада были использованы документы и материалы Международного энергетического агентства, Международного агентства

по возобновляемой энергии (IRENA), Евростата, Европейской комиссии, Департамента энергетики Правительства Соединённых Штатов Америки, Национальной комиссии по развитию и реформам Китайской Народной Республики, Министерства новых и возобновляемых источников энергии Индии, Министерства энергетики Индии, информационные материалы Евразийской экономической комиссии, профильных министерств и ведомств государств-членов ЕАЭС, материалы информационных агентств по энергетической проблематике.

I. КЛАССИФИКАЦИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ОСНОВНЫЕ МИРОВЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ИХ КОМПОНЕНТОВ

Традиционно все источники энергии принято делить на невозобновляемые и возобновляемые (по другой классификации: истощаемые и неистощаемые).

К невозобновляемым источникам энергии относят природные запасы вещества и материалов, используемые для производства энергии, которые восполнить после использования невозможно. В их числе каменный и бурый уголь, сланцы, торф, нефть, природный и попутный газ, а также отходы некоторых отраслей промышленности (металлургической, химической) и т.п.

ВИЭ классифицируются по видам энергии на:

- механическую энергию (энергия ветра и потоков воды);
- тепловую и лучистую энергию (энергия солнечного излучения и тепла Земли);
- химическую энергию (энергия, заключенная в биомассе).

В теоретическом плане потенциальные возможности ВИЭ практически неограничены, но несовершенство современных техники и технологий, отсутствие необходимых конструкционных и других материалов на текущий момент не позволяет широко вовлекать ВИЭ в энергетический баланс, несмотря на активные работы в этом направлении. В первую очередь это касается использования гидроэнергии, фотоэлектрических преобразований солнечной энергии, ветроэнергетических агрегатов и биомассы.

1.1. Малая гидроэнергетика

В отличие от крупных ГЭС, требующих больших капиталовложений и длительного срока строительства, сооружение малых ГЭС позволяет ввести электрическую мощность при небольших капиталовложениях и в более короткий срок. Ее совокупный вклад превышает 60%, при этом 54% обеспечивают крупные ГЭС и 7 % – малые ГЭС. По экспертным оценкам, текущий потенциал малой мировой гидроэнергетики использован всего на 36–40%.

На данный момент единое международное определение классификации мощностей малых ГЭС (МГЭС) отсутствует. Так, в государствах – членах ЕАЭС, к МГЭС относят станции мощностью до 30 МВт, в Китае – до 25 МВт, в Индии – до 15 МВт. В Европейском союзе общепринятой является следующая классификация: до 100 кВт – микро-ГЭС, 100-10 000 кВт – малые ГЭС. В Китае к малым относятся ГЭС мощностью от 1 до 50 МВт.

Итак, гидроэлектрические станции чаще всего разделяются в зависимости от вырабатываемой мощности:

- мощные – вырабатывают от 50 МВТ и выше;
- средние – до 50 МВт;
- малые гидроэлектростанции – до 30 МВт.

МГЭС эффективны при наличии рек с достаточным перепадом, за исключением перемерзающих на длительное время. Они могут успешно применяться для энергоснабжения сельских населенных пунктов, особенно в горных и холмистых районах умеренного пояса.

Особое место в гидроэнергетике занимают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). В часы пониженных нагрузок ГАЭС работает как насосная станция. За счет потребляемой энергии она перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний и создает запасы гидроэнергии. В процессе работы ГАЭС за счет разности тарифов потребляет дешевую электроэнергию, а выдает более дорогую в период пика нагрузки (ночью себестоимость электроэнергии ниже из-за небольшого спроса, а днем электроэнергии не хватает). Заполняя провалы нагрузки в энергосистеме, ГАЭС позволяет эксплуатировать иные электростанции в наиболее экономичном и безопасном режиме, резко снижая при этом удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме. Таким образом, ГАЭС осуществляет суточное регулирование работы энергосистемы с помощью перекачки воды из нижнего бассейна в верхний в ночное время и использования запасенной энергии в периоды максимальной нагрузки путем пропуска воды из верхнего бассейна в нижний через турбины ГАЭС.

Достоинством ГАЭС является малый объем требуемых удельных капиталовложений и численности обслуживающего персонала. Они не требуют наличия крупных рек, оказывают меньшее влияние на окружающую среду по сравнению с другими энергоисточниками, хорошо работают и широко используются в режиме синхронного компенсатора, вырабатывая реактивную мощность.

На ГАЭС используют преимущественно обратимые гидромашины, работающие как в насосном, так и в турбинном режиме, и реверсивные электромашины, работающие как генератор или электродвигатель.

Преимущества. Несмотря на то, что удельные экономические показатели малых ГЭС обычно хуже, чем у больших гидроэлектростанций, малые ГЭС имеют ряд преимуществ:

- позволяют использовать потенциал малых рек и водотоков;
- характеризуются маневренностью и позволяют решать противопаводковые задачи;
- оказывают меньшую нагрузку на экосистему рек;
- позволяют строить малые ГЭС без существенного затопления земель и без перекрытия полного створа реки;
- способствуют развитию местной промышленности;
- позволяют решать социальные проблемы региона;
- требуют меньших первоначальных капитальных затрат и затрат на эксплуатацию.

Недостатки.

- сложности в изготовлении и обслуживании МГЭС;
- соответствие вырабатываемого электрического тока требованиям ГОСТов по частоте и напряжению;
- ухудшение качества воды в водохранилищах – в них резко увеличивается количество органических веществ как за счет ушедших под воду экосистем (древесина, растительные остатки, гумус почв и т.п.), так и вследствие их накопления в результате замедленного водообмена;

- нарушение гидрологического режима рек, свойственных им экосистем и видового состава гидробионтов (организмов, постоянно живущих в морской или речной среде);
- отрицательное влияние на рыбное хозяйство – снижение вкусовых качеств обитателей водной среды, возрастание заболеваемости (особенно поражение гельминтами) и нарушение путей миграции рыбного стада, разрушение кормовых условий нерестилищ и т.п.;
- тепловое загрязнение вод, создающее условия для застания водоемов и интенсивного развития водорослей, в том числе и ядовитых сине-зеленых (цианобактерии).

Таким образом, негативное влияние, оказываемое объектами малой гидроэнергетики на окружающую среду, аналогично воздействию крупных ГЭС, однако, в отличие от него, проявляется в значительно меньших масштабах.

Основные компоненты. МГЭС состоят из следующих частей²:

- турбина с лопастями, которая соединяется с валом генератора;
- генератор, создающий переменный ток (ввиду того, что вырабатываемый ток является нестабильным, то в установку МГЭС вводятся дополнительные компоненты);
- блок управления турбиной, позволяющий запускать и останавливать ее, в том числе в аварийном режиме (с его помощью можно контролировать режим работы МГЭС);
- блок балластной нагрузки для рассеивания энергии, которая на данный момент не используется (установка позволяет предупредить выход генератора из строя);
- стабилизатор или контролер заряда для преобразования напряжения и управления зарядом аккумуляторов;
- аккумуляторы, накапливающие заряд;
- инверторные системы для преобразования напряжения.

² <https://istochnikienergii.ru/voda/mini-ges>

Основные производители. Основными зарубежными компаниями-поставщиками оборудования для ГЭС являются Voith (Германия), GE Renewable Energy (США), Andritz (Австрия), Dongfang Electric (Китай), Harbin Electric (Китай), первые три из которых занимают более половины рынка производства и поставок гидротурбин и генераторов³.

1.2. Ветроэнергетика

Ветроэнергетика – отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования в народном хозяйстве. Такое преобразование может осуществляться такими агрегатами, как ветрогенератор (для получения электрической энергии) (по другой терминологии – ветроэнергетическая установка (ВЭУ)), ветряная мельница (для преобразования в механическую энергию), парус (для использования в транспорте) и другими.

Как правило, ветряной электростанцией (ВЭС) называют несколько ветроэлектрических установок (ВЭУ), собранных в одном или нескольких местах и объединённых в единую сеть. Крупные ветровые электростанции могут состоять из 100 и более ветрогенераторов. Реже ветровые электростанции называют ветряными парками (ветропарками/ветрофермами). Крупные станции состоят из множества ветрогенераторов, объединенных в единую сеть и питающих большие массивы – поселки, города, регионы. Более мелкие способны обеспечивать небольшие жилые массивы или отдельные дома. Станции классифицируются по различным признакам, например:

По функциональности:

- мобильные и стационарные;

По расположению:

- прибрежные, офшорные, наземные, плавающие;

³<http://hydropower.ru/>

По типу конструкции:

- роторные и крыльчатные.

Наибольшее распространение в мире получили крыльчатные станции. Они имеют большую эффективность и способны производить достаточно большое количество электроэнергии, чтобы обеспечивать ее потребителей в масштабах целой энергетической отрасли.

Все виды действуют по одному принципу – поток ветра раскручивает подвижную часть, которая передает вращение на генератор, вследствие чего в системе образуется электроток. Он заряжает аккумуляторы, от которых питаются инверторы, преобразующие полученный ток в стандартное напряжение и частоту, подходящие для приборов потребления.

Преимущества.

- энергия ветра неисчерпаема; производство электроэнергии с помощью ВЭС не сопровождается опасными выбросами в атмосферу;
- возможность размещения в труднодоступных местах;
- требуют малой площади и вписываются в любой ландшафт; получение бесплатной электроэнергии в долгосрочной перспективе, отсутствие затрат на топливо и его доставку.

Недостатки.

- непостоянство, нерегулируемость силы и направления ветров создают определенные трудности в выработке энергии.

Использование небольших станций способно обеспечить энергией ограниченное количество потребителей, поэтому для крупных населенных пунктов или регионов требуются большие устройства. При этом, ветряки большой мощности нуждаются в соответствующих потоках ветра и равномерности его движения, что для условий, например, государств-членов ЕАЭС не характерно. В этом также кроется одна из причин невысокого распространения ветряков по сравнению с европейскими странами.

Основные компоненты. Ветроэнергетические установки включают в себя:

- башню;

- гондолу, состоящую из трех лопастей, генератора, хвоста и опорно-поворотного узла;
- контроллер (управляет процессами, происходящими в ветряной установке: следит за работой лопастей и аккумулятором, преобразовывает переменный ток в постоянный).

Основные производители. Передовыми мировыми производителями ветряных генераторов являются такие компании как: Vestas (Дания), GE Energy (США), Sinovel (Китай), Goldwind (Китай), Dongfang Electric (Китай), United Power (Китай), Enercon (Германия), Siemens Wind (Германия), Suzlon Energy (Индия), Gamesa (Испания).⁴

Справочно:

Vestas – датский производитель ветрогенераторов, который является мировым лидером в этой сфере. Производство генераторов под этим брендом налажено не только в Дании, но и далеко за ее пределами. Стремительное развитие и удержание на протяжении долгих лет позиции лидера компании удается благодаря беспрерывному совершенствованию своей продукции и внедрению инноваций в процесс ее производства.

Американская компания GE Energy в отличие от своего датского конкурента имеет производственные мощности только на территории Америки и большая часть ветрогенераторов в США устанавливается на фермерских землях, на основании заключения соответствующего соглашения с правообладателем этих земель.

Sinovel, Goldwind, Dongfang Electric, UnitedPower – китайские лидеры по производству ветрогенераторов, которые на всех уровнях, в том числе и законодательном поддержаны государством, вследствие чего данные компании с 2008-2009 годов наладили производство продукции не только для внутренних рынков, но и для экспорта.

⁴ <https://slarkenergy.ru/vetrogenerator/>

Enercon, SiemensWind – германские производители высококачественной продукции, производство которых было запущено после Чернобыльской аварии и в стране началось всестороннее развитие ветроэнергетики.

SuzlonEnergy – ведущий индийский производитель ветряных генераторов, развитию которого способствует, в том числе географическое расположение страны.

1.3. Солнечная энергетика/Гелиоэнергетика

Солнечная энергетика/Гелиоэнергетика – направление альтернативной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде.

Солнечные станции (СЭС) или гелиостанции – это электростанции, принцип работы которых заключен в возможности преобразования энергии солнечного света в электрическую энергию. Все солнечные электростанции подразделяют на несколько типов:

- СЭС башенного типа;
- СЭС тарельчатого типа;
- СЭС, использующие фотобатареи;
- СЭС, использующие параболические концентраторы;
- аэростатные солнечные электростанции;
- мобильные солнечные электростанции

Также СЭС можно классифицировать по типу размещения: наземные и плавающие.

Преимущества.

– перспективность, доступность и неисчерпаемость источника энергии в условиях постоянного роста цен на традиционные виды энергоносителей.

Недостатки.

- сезонность в средних широтах и несовпадение периодов выработки энергии и потребности в энергии. Нерентабельность в высоких широтах, необходимость аккумуляции энергии;
- необходимость периодической очистки, отражающей/поглощающей поверхности от загрязнения;
- нагрев атмосферы над электростанцией;
- необходимость использования больших площадей;
- использование низкокипящих жидкостей и неизбежные их утечки в солнечных энергетических системах во время длительной эксплуатации могут привести к существенному загрязнению питьевой воды. Особую опасность представляют жидкости, содержащие высокотоксичные вещества (хроматы и нитриты).

При высокой доле солнечной энергетики в энергосистеме начинаются проблемы с резервированием. Поэтому между генерируемой и потребляемой электроэнергией должен соблюдаться постоянный баланс. Солнечные электростанции обладают резко переменным и слабо предсказуемым характером выработки: увеличение их количества требует увеличения мощностей горячего резерва, страхующего электростанции на случай резкого падения мощности, обусловленного облачностью.

Основные компоненты. Наиболее типичная солнечная электростанция состоит из 4-х основных компонентов:

- Солнечная панель;
- Контроллер заряда;
- Инвертор.

Основные производители. Основное производство солнечных панелей сосредоточено в Китае – это такие компании как: LONGi Solar, Tongwei Solar, JA Solar, Aiko Solar, Trina Solar, Jinko Solar, Zhongli, Suntech. Среди западных компаний: Canadian Solar (Канада) и First Solar (США).⁵

Справочно:

⁵ <https://www.solarhome.ru/solar>

Компания LONGi Solar со штаб-квартирой в Сиане (Китай), является одним из крупнейших в мире производителей высокоэффективных монокристаллических солнечных элементов и панелей. LONGi была основана в 2000 году и в 2020 году поставила 14,7 ГВт.

Основанная в 2009 году, Tongwei Solar является одной из крупнейших компаний по производству солнечных элементов из кристаллического кремния в мире. Tongwei Solar имеет четыре предприятия в Китае и является дочерней компанией крупной сельскохозяйственной компании Tongwei Group. Они производят как поликристаллические, так и монокристаллические солнечные элементы и панели, поставив 12,1 ГВт в 2020 году.

JA Solar была основана в 2005 году, и их первый производственный центр был построен в Фэнсяне, где сейчас находится их основной производственный центр. Они производят бюджетные солнечные панели с полуэлементной технологией, которые по эффективности находятся на среднем уровне, хотя они превосходят большинство своих конкурентов среднего уровня. В 2020 году JA Solar поставила 10,8 ГВт.

Aiko Solar специализируется на производстве солнечных элементов PERC. Базирующаяся в Китае компания производит три основных продукта: 210-мм, 182-мм и 166-мм ячейки PERC. Общая мощность отгрузки: 10,5 ГВт.

Основанная в 1997 году, Trina Solar – китайская компания по производству солнечной энергии, предлагающая солнечные продукты, подходящие для жилых, коммерческих и коммунальных проектов. У них также есть собственный продукт для слежения за солнечным светом для крупномасштабных установок. Общая мощность отгрузки: 9,0 ГВт.

JinkoSolar производит широкий спектр солнечных и аккумулирующих продуктов для использования в солнечных проектах любого масштаба. Недавно JinkoSolar открыла производственное предприятие в Джексонвилле, штат Флорида, чтобы удовлетворить спрос на свою продукцию в США. Суммарная отгрузочная мощность: 8,7 ГВт.

Canadian Solar – это производитель солнечных батарей, первоначально основанный (и до сих пор имеющий штаб-квартиру) в Онтарио. Помимо широкого спектра домашних солнечных модулей, *Canadian Solar* также производит и продает инверторы и домашние решения для хранения энергии, а также сотрудничает с микроинверторами *Enphase*. Суммарная отгрузочная мощность: 8,3 ГВт.

Zhongli – китайский технологический конгломерат, владеющий *Talesun Solar* (основан в 2010 г.), ведущим мировым производителем фотоэлектрических систем. *Zhongli/Talesun* производит как двусторонние, так и односторонние солнечные модули. Суммарная отгрузочная мощность: 7,4 ГВт.

SunTech (или *SunTech Power*) – китайский поставщик услуг солнечной энергетики с 21-летним опытом производства солнечной энергии. Они производят в основном мощные солнечные модули, предназначенные для крупных коммерческих, промышленных и коммунальных проектов. Суммарная отгрузочная мощность: 6,3 ГВт.

Единственная американская компания, *First Solar*, уникальна тем, что производит тонкопленочные солнечные панели (в отличие от кристаллических панелей, на которые ориентируется большинство других крупных производителей). *First Solar* использует теллурид кадмия (*CdTe*) в качестве полупроводника в своих модулях. Суммарная отгрузочная мощность: 5,5 ГВт.

1.4. Геотермальная энергетика

Геотермальная энергетика – направление энергетики, основанное на использовании тепловой энергии недр Земли для производства электрической энергии на геотермальных электростанциях, или непосредственно, для отопления или горячего водоснабжения.

Геотермальная энергия – тепловая энергия Земли, выходящая из ее глубинных слоев в верхние поверхностные слои за счет теплопроводности твердых пород, а также в виде горячей воды или парогазовой смеси.

Геотермальные ресурсы подразделяются на гидрогеотермальные и петрографотермальные.

Гидрогеотермальные ресурсы являются частью ресурсов геотермальной энергии, которая заключена в естественных коллекторах и представлена природными динамическими носителями тепловой энергии недр – геотермальными водами (вода, пар, пароводяные смеси).

Петрографотермальные ресурсы представляют собой часть тепловой энергии, которая заключена в скелете водовмещающих пород и в практически водонепроницаемых сухих горных породах.

Геотермальная электростанция (ГеоЭС или ГеоТЭС) – вид электростанций, которые вырабатывают электрическую энергию из тепловой энергии подземных источников (например, гейзеров).

Геотермальные станции бывают:

- на парогидротермах (для добычи энергии эксплуатируют нагретую еще в природе воду);
- двухконтурная на водяном паре (специальный парогенератор создает дополнительный пар).

Преимущества.

- внушительные запасы геотермальной энергии;
- экономия на топливе (ГеоТЭС не нуждается в дополнительных поставках топлива для своего функционирования);
- самообеспечение (дополнительное топливо из сторонних источников требуется только для первого запуска станции; в дальнейшем ГеоТЭС может обеспечивать электричеством сама себя: его вырабатывается достаточно и для поставок, и для самообеспечения);
- экономичность эксплуатации (станция не требует больших трат на свою эксплуатацию – только на плановое техническое обслуживание, ремонт и профилактику);

– эстетический вид (сооружения ГеоТЭС не портят пейзаж, не нуждаются в большом землеотводе, а современные проекты даже добавляют виду эстетической завершенности).

Недостатки.

- сложность в разработке проекта (подборе правильного места, получения разрешения на постройку от местных властей и жителей);
- остановка работающей станции (поскольку невозможно узнать, когда проснется вулкан или начнется землетрясение; кроме того, функционирование ГеоТЭС может остановиться из-за изменений в структуре земной коры, а также из-за превышения допустимой нормы количества воды, закаченной с помощью скважины).

Наиболее крупные действующие в мире геотермальные электростанции

Название	Страна	Установленная мощность, МВт
The Geysers	США	1585
Cerro-Prieto	Мексика	727
Tonganan	Филиппины	726
Larderello	Италия	595
Olkaria	Кения	592
Mak-Ban	Филиппины	458
Hengili-Hellisheidi	Исландия	423
Wairakei	Новая Зеландия	399
Salton Sea	США	388
Coso	США	292
Darajat	Индонезия	260

Источник: Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
The International Renewable Energy Agency (IRENA), www.irena.org, 2022 год

Основные компоненты. В зависимости от типа ГеоТЭС может включать следующие компоненты:

- Турина;
- Генератор;

- Испаритель;
- Теплообменник с рабочей средой;
- Скважина (трубы).

Основные производители. Основными производителями современных паровых турбоустановок и оборудования для геотермальных электростанций являются: Toshiba (Япония), Mitsubishi (Япония), Fuji (Япония), Ansaldo (Италия), General Electric (США).⁶ Так общая установленная мощность первых трех японских компаний составляет около 9000 МВт, итальянской Ansaldo – около 2000 МВт., американской General Electric – более 500 МВт.

1.5. Производство биотоплива

Биотопливо – топливо из растительного или животного сырья, из продуктов жизнедеятельности организмов или органических промышленных отходов.

Твердое биотопливо

Одним из наиболее известных источников твердого биотоплива являются дрова, которые местами до сих пор используют для получения тепловой и электрической энергии. Несмотря на разработку проектов по выращиванию так называемых энергетических лесов, большим вниманием начинает пользоваться способ получения биотопливных брикетов и гранул из продуктов деревопереработки (т.е. по сути сокращение объемов существующих лесных массивов).

Так, первые производят из различных биоотходов (птичий помет или навоз). Эти отходы высушиваются и прессуются соответствующим образом, после чего используются для обогрева жилых и производственных помещений. Аналогичным образом производят и топливные гранулы, также известные как пеллеты. Сырьем для получения пеллет служат опилки, солома, кора, щепа, а также отходы сельскохозяйственного производства. Так, сырье сначала перемалывается в муку, после поступает в сушилку, а затем в специальный пресс. Там под воздействием высокой температуры и давления лигин (вещество содержащееся в древесных

⁶ <https://www.c-o-k.ru/>

отходах) становится клейким. В результате этого на выходе получаются готовые небольшие цилиндры экотоплива.

Такое топливо может быть различным: производные древесины (щепа, опилки и так далее), брикеты из соломы, лузги, торфа, бумаги, а также биогаз и жидкое биологическое топливо.

Жидкое биотопливо

К жидкому биологическому топливу относятся этанол, биобутанол и биометанол, а также биодизель, получаемые из растительного сырья. Наибольшее распространение в качестве транспортного топлива получили биоэтанол и биодизель.

Биоэтанол. Самый распространённый вид биотоплива, его доля составляет 82% всего производимого в мире топлива из биологического сырья. Сырьем для биоэтанола служат растения, в которых присутствуют крахмал или сахар, которые подвергаются процессу спиртового брожения. Совместное использование этанола и бензина дает ряд преимуществ для автомобиля. Применение такой смеси лучше сказывается на работе двигателя и его мощности, предотвращает перегрев мотора, а также препятствует образованию сажи, нагары и дыма. Ведущими его производителями являются США и Бразилия.

Биодизельное топливо. Вид биотоплива, получаемый из сои, рапса, хлопка, водорослей или жирных масел (того же рапсового или пальмового и кокосового). Применяется для заправки автомобилей как самостоятельно, так и совместно с обычным дизелем. Кроме отсутствия негативного влияния на экологию, биодизель также существует более длительной эксплуатации двигателя, из-за присутствия малого количества серы. В Европейском Союзе сосредоточено 49% производства биодизеля. Около 77% биодизеля состоит из растительных масел (37% рапсового масла, 27% соевого масла и 9% пальмового масла) или использованных кулинарных масел (23%).

Более развитые технологии, основанные на целлюлозном сырье, водной биомассе или рисе, не составляют значительной доли от общего производства биотоплива.

Наиболее предпочтительным топливом для двигателя является биобутанол, который пока не пользуется популярностью. Он производится из того же сырья, однако лучше этанола соединяется с бензином, а также может быть использован в качестве самостоятельного топлива.

Чистое растительное масло (РРО), натуральное растительное масло (СВО) могут использоваться только в модифицированных или модернизированных двигателях из-за различий в вязкости и характеристиках сгорания. Перспективны для мелких фермеров в развивающихся странах, например Южной Азии.

Возобновляемое дизельное топливо – гидроочищенное растительное масло (НВО): производится путем гидрогенизации из того же сырья, что и биодизель. Имеет несколько преимуществ, включая высокое цетановое число, высокую плотность энергии, стабильность при хранении, чистое горение и безопасную работу при более низких температурах, подходит для всех типов двигателей. Может быть использован как замена керосина для авиационного топлива.

Жидкое биотопливо предлагает множество преимуществ и побуждает разработчиков политики стимулировать производство жидкого биотоплива, устойчиво производимого за счет реализации долгосрочной, стабильной и амбициозной политики в соответствии с международными целями в области энергетики и климата.

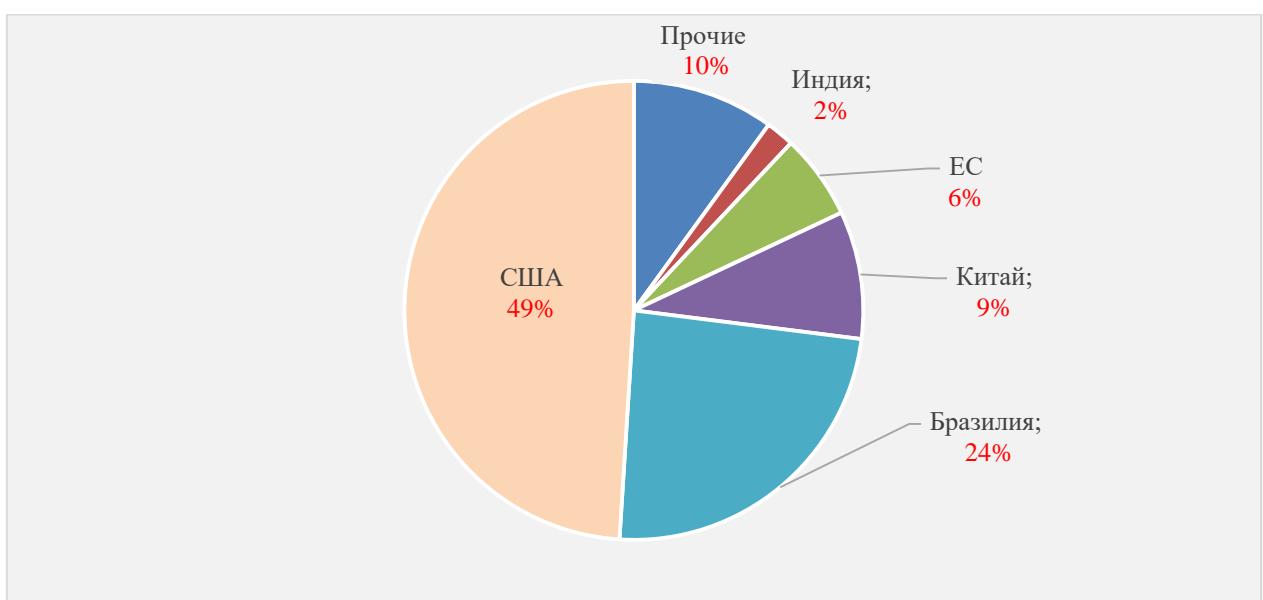


Рис. 2 Производство биоэтанола в мире по странам, в %
Источник: Информационное агентство «Нефть и Капитал», 2022 год

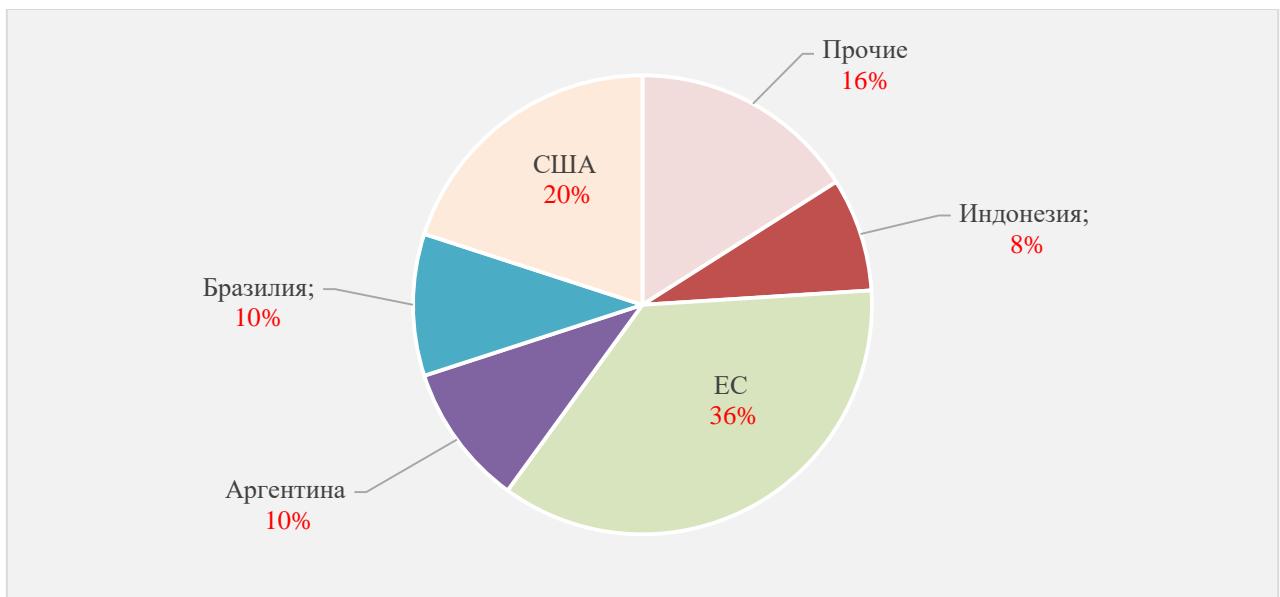


Рис.3 Производство биодизеля в мире по странам, в %
Источник: Информационное агентство «Нефть и Капитал», 2022 год

Преимущества.

- имеет невысокую стоимость и большую емкость для повторного использования отходов.

Недостатки.

- способствует увеличению стоимости продуктов питания, сырье для которых направляется на получение биотоплива.

Основные компоненты для производства твердого биотоплива.

- Измельчитель;
- Сушилка;
- Пресс;
- Теплогенератор.

Основные компоненты для производства биоэтанола.

- Блок подачи сырья;
- Модуль предварительной обработки и кондиционирование;

- Модуль осахаривания и совместного брожения;
- Блок очистки.

Основные компоненты биодизельных установок.

- Модуль подготовки масла;
- Модуль синтеза биодизеля;
- Модуль подготовки биодизеля;
- Модуль фильтрации;
- Рекуператор метанола.

Основные производители. Оборудование для производства твердого биотоплива выпускается компаниями в различных странах. Так австрийская Eschlböck Maschinenfabrik GmbH специализируется на производстве мобильных рубительных машин, в Германии – более 20 компаний выпускают различное оборудование для производства биотоплива (ANDRITZ AG, VECOPLAN AG, Friedli AG), китайская SHANGHAI SHIBANG MACHINERY CO., LTD – производитель измельчителей, дробилок, барабанных сушилок и сортировочных установок., американская Bliss Industries LLC выпускает дробилки, пеллетные охладители, прессы-грануляторы, очистители сырья от примесей.

Мировыми поставщиками технологий и оборудования для производства биоэтанола являются такие компании как: Fagen Engineering LLC, Delta T и ICM(США), Lurgi AG (Германия), Vogelbusch GmbH (Австрия), Praj Industries Limited (Индия).

1.6 Приливные электростанции

Приливные электростанции (ПЭС) – особый вид гидроэлектростанций, работающих за счет энергии, возникающей при приливах. Возникновение энергии основано на глобальных естественных процессах, связанных со сменой гравитационного воздействия Луны и Солнца. Такой способ получения электроэнергии мало распространен в мире и до недавнего времени рассматривался

как экспериментальный. В последние годы произошел небольшой скачок, связанный с открытием нескольких приливных электростанций.

ПЭС отличаются друг от друга по типу устройства и выработки энергии, несмотря на общее небольшое число таких станций в мире. В зависимости от типа станции она располагается прямо в бухте или вдоль береговой линии. В бухтах или на открытой воде устанавливаются мощные турбины. При расположении вдоль берега используются турбины с малой мощностью. На основании этих характеристик выделяется 4 типа электростанций:

- приливно-отливные;
- лагунные;
- динамические;
- генераторы приливного потока.

Приливные электростанции строятся в местах самого высокого повышения уровня моря. Большинство действующих ПЭС построено в местах, где вода поднимается не менее чем на 10 метров.

Наиболее крупные действующие в мире приливные электростанции

Название	Страна	Год ввода	Установленная мощность, МВт
MeyGen	Великобритания	2020	398,0
La Rance	Франция	1966	240,0
Сихва	Южная Корея	2012	254,0
Аннаполис	Канада	1985	20,0
Цзянсянь	Китай	1985	3,0
Улдолмок	Южная Корея	2011	1,5
Восточная Шельда	Нидерланды	2015	1,25
Bluemull Sound	Великобритания	2016	0,130

Преимущества.

- достаточно длительный срок службы;
- возможность прогнозирования количества энергии, которая будет получена;
- невысокая цена на вырабатываемую электроэнергию;
- не требуется отчуждения земель под водохранилища;
- независимость от водности года (количества воды, переносимой рекой с ее бассейна);
- отсутствие угрозы катастрофы при аварийном разрушении плотины;
- исчезновение в бассейне торосов и предпосылок к их образованию (смягчение ледового режима);
- отсутствие угрозы для морского транспорта, поскольку турбины расположены на дне;
- постоянство приливно-отливной энергии вне зависимости от месяца;
- затраты на строительство ПЭС сравнимы с себестоимостью гидроэлектростанций;
- дополнительная защита берегов от шторма;
- биологическая проницаемость (для прохождения рыбы практически нет препятствий).

Недостатки.

- нерегулярность работы (характер функционирования цикличный, поскольку приливы и отливы происходят с определенной периодичностью – после окончания отлива и начала прилива кинетической энергии воды становится недостаточно: этот период занимает 1-2 ч.);
- продолжительность активного периода составляет всего 4-5 ч. (на протяжении дня бывает 4 цикла, состоящих из активной и пассивной части (1-2 ч));
- длительная окупаемость строительства из-за недостаточной эффективности;
- невозможность использовать побережье для туристического бизнеса, который часто оказывается более выгодным (ПЭС занимает значительную площадь, поэтому по сравнению с туризмом экономически менее выгодна – это еще одна причина, почему такие станции строят именно на севере).

Основные компоненты.

- Гидрогенератор;
- Гидравлическая турбина;
- Плотина.

Основные производители. Среди зарубежных производителей приливных турбин можно выделить проекты компаний Nova Innovation, Orbital Marine Power, SIMEC Atlantis Energy (Великобритания), а также шотландской компании Scotrenewables Tidal Power.

1.7 Оценка сырьевой базы для производства систем на основе ВИЭ

По данным Международного энергетического агентства (МЭА) и исследования, проведенного McKinsey & Company , недостатка запасов минеральных ресурсов, необходимых для производства фотоэлектрических систем, ветроустановок и электронакопителей, в мире нет, но доступное предложение может не успевать за глобальными климатическими амбициями, и поэтому горнодобывающий сектор как поставщик сырья должен будет расти опережающими темпами, несмотря на длительные сроки реализации и высокую капиталоемкость проектов.

Китай возглавляет список по добыче и запасам редкоземельных элементов с запасами 44 млн т. и годовой добычей 140 тыс. т. Вьетнам и Бразилия имеют второй и третий по величине запасы редкоземельных металлов с запасами 22 млн тонн и 21 млн тонн соответственно. Хотя запасы США составляют 1,5 миллиона тонн, они в значительной степени зависят от импорта из Китая.

По прогнозам МЭА, пик спроса на медь, никель, литий, кобальт и редкоземельные элементы (неодим, празеодим, диспрозий) придется на 2030 год, но существует определенная возможность смягчения ожидаемой проблемы поставок за счет применения финансовых стимулов, направленных на ускорение реализации сырьевых проектов.

Ожидается, что глобальный спрос снизится после 2030 года, поскольку к этому времени темпы прироста объемов внедрения экологически чистых энергетических

технологий несколько замедлятся, а уже после 2040 года добавится дополнительный фактор сокращения спроса в проектах добычи за счет достижения значительных объемов переработки отходов сектора возобновляемой энергетики.

Страны ЕАЭС, в частности, Россия обладает значительными запасами всех необходимых для развития возобновляемой энергетики редких и редкоземельных металлов, но пока предпочитает не закрывать потребности своими разработками и импортировать их.

Так, по оценкам АКРА, в России залегает около 900 тыс. т лития. Кроме того, по официальным данным, Россия обладает большими объемами оцененных запасов меди – 62 тыс. т, никеля – 7,5 млн т, редкоземельных металлов – 21 млн т, кобальта – 250 тыс. т и др. металлов⁷.

В Армении есть немало зон перспективных по редким металлам, причем не только на действующих рудниках, но и, например, на Абовянском железорудном месторождении. По данным экспертов, только запасы рения в Армении на некоторых из указанных выше месторождений оцениваются примерно в 590 тонн.

В Беларуси выявлен так называемый Гомельско-Добрушский магматический узел, в котором на глубинах порядка 400-600 м отмечено превышающее фоновое содержание порядка 15 элементов, в том числе германий и тулий.

В Казахстане есть семь литиевых месторождений (Юбилейное, Верхне-Баймурзинское, Бакенское, Ахмировское, Медведка и Маралушенское). Все они находятся в Восточно-Казахстанской области. Запасы никеля на Шевченковском руднике, оцениваются в 104,4 млн т. руды, содержащей 0,78 млн т. металлического никеля.

В Кыргызстане запасы месторождения «Кутессай-2» составляют около 20 млн т. руды, в том числе редкоземельных – 51,5 тыс. тонн, таких как диспрозия, иттрия, тербия, неодима и празеодима.

⁷ По данным брошюры «Мифы и сказания о возобновляемой энергетике» Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ)

II. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ НА ОСНОВЕ ВИЭ

2.1 Европейский союз

Общая установленная мощность электроэнергетического комплекса стран Европы в 2021 году составляла порядка 991,0 ГВт. Производство электрической энергии – 2,9 трлн кВт·ч, потребление электроэнергии составило 2,6 трлн кВт·ч⁸.

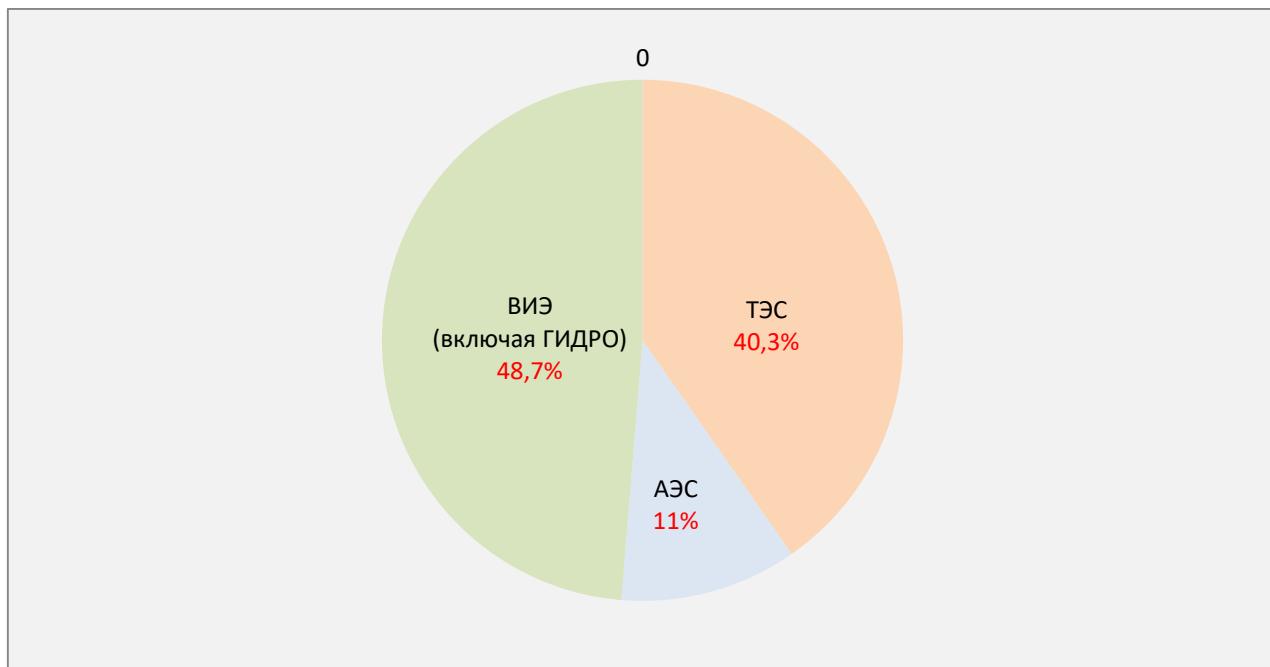


Рис.4 Установленная мощность генерирующих объектов/электростанций в странах Европейского союза по типам, в %

Источник: Информационный сайт «Мировая энергетика EES EAEC», 2022 год

⁸ «Информационный сайт «Мировая энергетика EEC EAEC». <https://www.eeseaec.org/elektroenergeticeskij-kompleks-evropejskogo-souza>

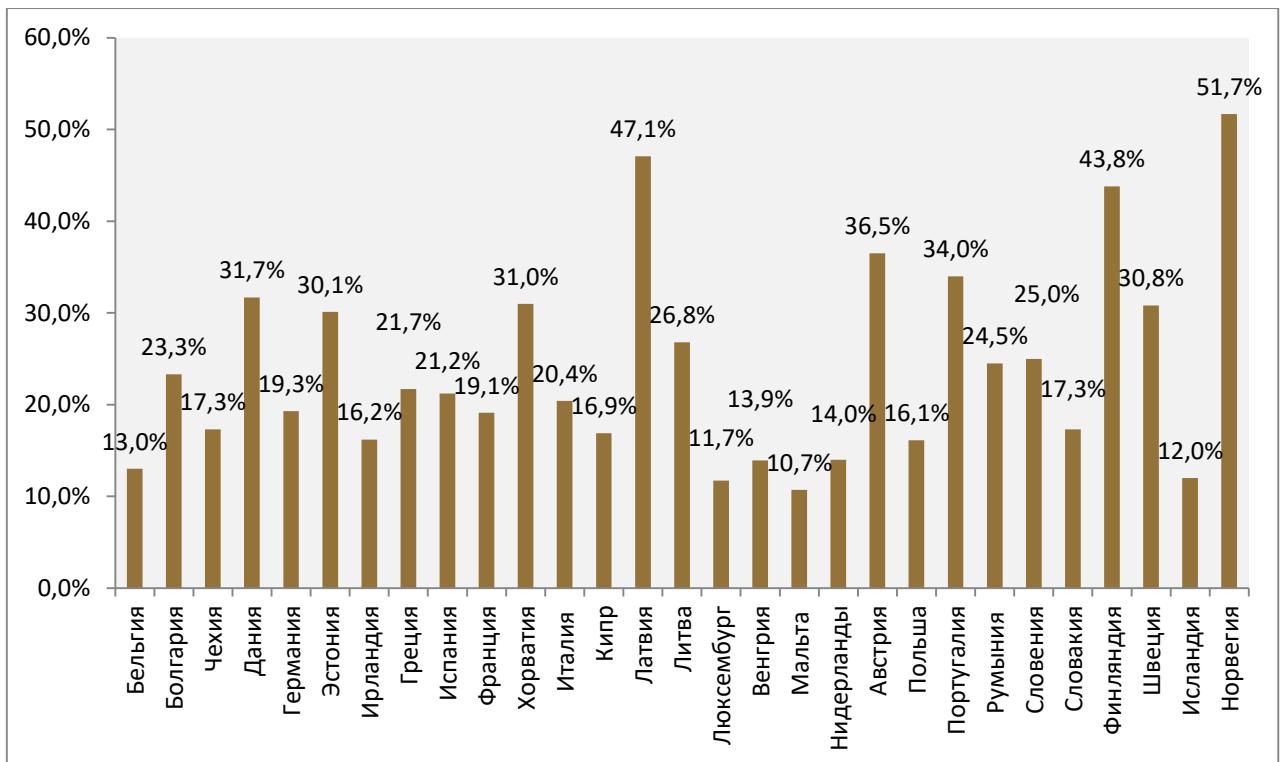


Рис.5 Доля ВИЭ в совокупном конечном энергопотреблении государств-членов Европейского союза, в %

Источник: Информационный сайт «Евростат», 2021 год

Доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в генерации электричества в Европе приведена с учетом большой гидроэлектроэнергетики. Лидерами в использовании возобновляемых источников энергии стали Латвия, Норвегия и Финляндия. Самая низкая доля была зафиксирована на Мальте, в Люксембурге и Исландии.

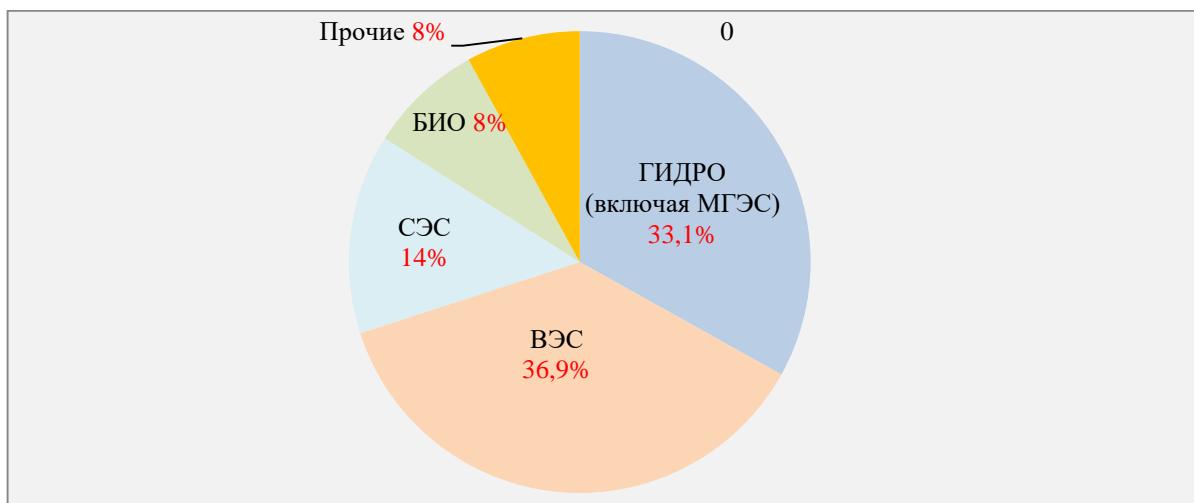


Рис.6 Соотношение типов ВИЭ-генерации/электростанций на ВИЭ в странах Европейского союза (включая большую гидроэнергетику), в %

Источник: Информационный сайт «Евростат», 2022 год

Малая гидроэнергетика

Потенциал гидроэнергетики основных стран ЕС уже используется на 75%. В целом на долю общей гидроэнергетики на основе ВИЭ приходится 33,1% от общего объема производства электроэнергии в Европе. Доля МГЭС в общем производстве гидроэлектроэнергии в Европе составляет 8,1%⁹. Общее число МГЭС в Европе составляет порядка 24 тыс. станций. Наибольшее количество объектов МГЭС установлено в Германии (более 7500), затем следует Австрия (около 2590), Италия (2430), Франция (1900), Швеция (1900) и Чешская Республика (1450).

Перспективы. Дальнейшее развитие МГЭС в Европейском союзе во многом будет зависеть от готовности потенциала отрасли соответствовать все более ужесточающимся экологическим стандартам, а также уровня развития станций, работающих на традиционных видах топлива и ВИЭ.

Ветряная энергетика

В 2021 году ветряными электростанциями в Европейском союзе было выработано – 386 млрд кВт·ч¹⁰. При этом в 2021 году установленная мощность объектов ветровых электростанций составила 188,4 ГВт¹¹. В 2021 году в Европе введены в эксплуатацию новые ветропарки мощностью 17,4 ГВт (14 ГВт на суше и 3,4 ГВт на море). Вместе с тем, объем их мощностей оказался на 11% ниже прогнозируемого. Странами с наибольшим объемом новых установленных мощностей стали Швеция, Германия и Нидерланды.

Перспективы. Чтобы достичь цели 40% возобновляемой энергии к 2030 году, ЕС необходимо строить новые ветряные электростанции каждый год мощностью не менее 32 ГВт. Вместе с тем в 2020 году в Европейском союзе было построено только 11 ГВт, а в следующие пять лет планирует строить только по 18 ГВт в год.

К концу 2026 года запланирован ввод в строй новых ветровых электростанций общей мощностью 116 ГВт.

⁹ По данным Европейской Ассоциации малой гидроэнергетики. www.streammap.esha.be

¹⁰ По данным информационного сборника «Wind energy in Europe», www.windeurope.org, 2022 год

¹¹ Там же

В настоящий момент самая большая из построенных на суше ВЭС «Markbygden» в Европе находится на севере Швеции и обладает общей мощностью 1,12 ГВт. В планах руководства ВЭС увеличить ее мощность до 4 ГВт.

Дальнейшее развитие ветровой энергетики в ЕС будет зависеть от ее конкурентоспособности и привлекательности для инвесторов. В противном случае, возникнет необходимость предоставления производителям тарифных преференций и субсидий, что ляжет тарифным бременем на конечного потребителя. Отдельно следует отметить и проблемы с утилизацией отслужившего свой срок оборудования. На данный момент значительную часть такого б/у оборудования (по разным данным до 70%) страны ЕС продают другим странам, перекладывая на них проблемы с будущей утилизацией.

Солнечная энергетика

В 2021 году электростанциями Евросоюза на солнечной энергии было выработано 163 млрд кВт·ч¹². Установленная мощность солнечной энергетики в Европе достигает почти 164 ГВт. Примерно половина из них приходится на две страны — Германию (59,9 ГВт) и Италию (22 ГВт)¹³. В 2021 году наибольшее количество дополнительных мощностей, работающих на солнечной энергии ввели Германия (5,3 ГВт), Испания (3,8 ГВт), Нидерланды (3,3 ГВт), Польша (3,2 ГВт) и Франция (2,5 ГВт)¹⁴.

Самый крупный действующий гелиопарк «Solarpark Senftenberg III» находится в Германии неподалёку от города Зенфтенберга. Станция обладает мощностью 82 МВт и состоит более чем из 330 тысяч кристаллических солнечных модулей. Такой энергетический комплекс способен обеспечить электричеством около 25 тысяч домов.

Перспективы. В планах европейских энергетиков к 2024 году довести установленные мощности солнечной энергетики до 250 ГВт. А к 2040 году

¹² По данным аналитического центра в энергетической сфере «Эмбер» <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>

¹³ По данным информационного сайта «Возобновляемая энергетика» <https://renen.ru/v-tekushhem-godu-v-evrope-ustanovyat-rekordnye-moshhnosti-solnechnoj-energetiki/4>

¹⁴ По данным информационного сайта «Атомный эксперт» https://atomicexpert.com/european_energy_market_key_trends

планируется повысить долю солнечной энергетики в выработке электроэнергии до 13%. Дальнейшее развитие солнечной энергетики в ЕС также будет зависеть от ее конкурентоспособности и привлекательности для инвесторов, а также развития технологий.

Геотермальная энергетика

На конец 2021 года установленная мощность геотермальных электростанций ЕС - 877 МВт, в том числе ГеоТЭС Италии - 772 МВт или 88,0%. Такими электростанциями было выработано 6,5 млрд кВт·ч.

Биотопливо

В настоящее время в ЕС работает около 200 заводов, производящих около 13 миллионов тонн (в 2021 году было произведено 13,5 млн. тонн) биодизельного топлива в год. Большая часть этого потребляется во Франции, Германии, Испании, Швеции и Италии, которые в 2021 году составили две трети рынка биодизеля ЕС.

В 2021 году для производства электрической энергии на биоэнергетических установках в Европейском союзе было использовано 29,2 млн. тонн пеллет, что на 4% выше показателей 2020 года¹⁵.

Больше всего биоэнергетики производится в Северо-Западной Европе и Германии. При этом в ФРГ генерируется больше, чем во всех остальных странах Северо-Запада ЕС. Нарастили выработку энергии из топливных пеллет во Франции, Дании, Нидерландах, Финляндии, Испании и Италии.

Перспективы. До 2030 года страны Евросоюза планируют увеличить производство биотоплива в 2,5 раза.

Приливные электростанции

Крупнейшей в Европе по выработке электрической энергии является приливная электростанция «Ля Ранс» в устье реки Ранс, рядом с городом Сен-Мало в области Бретань (Франция). ПЭС «Ля Ранс» долгое время удерживала мировое лидерство и по мощности, но в августе

¹⁵ По данным журнала «Международная биоэнергетика». <https://www.biointernational.ru/news/5220.html>

2011 года уступила южнокорейской Сихвинской ПЭС. Станция использует 24 турбины, находящиеся в работе в среднем 2200 часов в год, установленной мощностью 216 МВт и объемом производства около 500 млн кВт·ч.

В 2015 года на дамбу в Восточной Шельде «Остерсхелдекеринг» была установлена ПЭС, представлявшая собой конструкцию 50 метров длиной с 5 турбинами, мощностью 1,25 МВт. Однако, в силу физико-гидрологических особенностей местности, станция функционирует лишь эпизодически.

Законодательная база

Договор о функционировании Европейского союза (ДФЕС), Рим, 1957 год.

Договор о Европейском союзе (ДЕС), Маастрихт, 1992 года, общие положения; Лиссабонский договор, (ст. 194), 2009 год.

Четыре пакета законодательных мер (директивы и регламенты Европейского парламента и Совета Европейского Союза), принятые в 1996, 2003, 2009 и 2019 годах.

Директива Европейского парламента и Совета Европейского союза о стимулировании использования электрической энергии из возобновляемой энергии, Страсбург, 2018 год.

Европейский зеленый курс, принят Европейской комиссией 11 декабря 2019 года.

2.2 Соединенные Штаты Америки

Общая установленная мощность электростанций в 2021 году составляла 1,2 ТВт. Производство электроэнергии – 4,4 трлн кВт·ч, потребление – 3,9 трлн кВт·ч¹⁶.

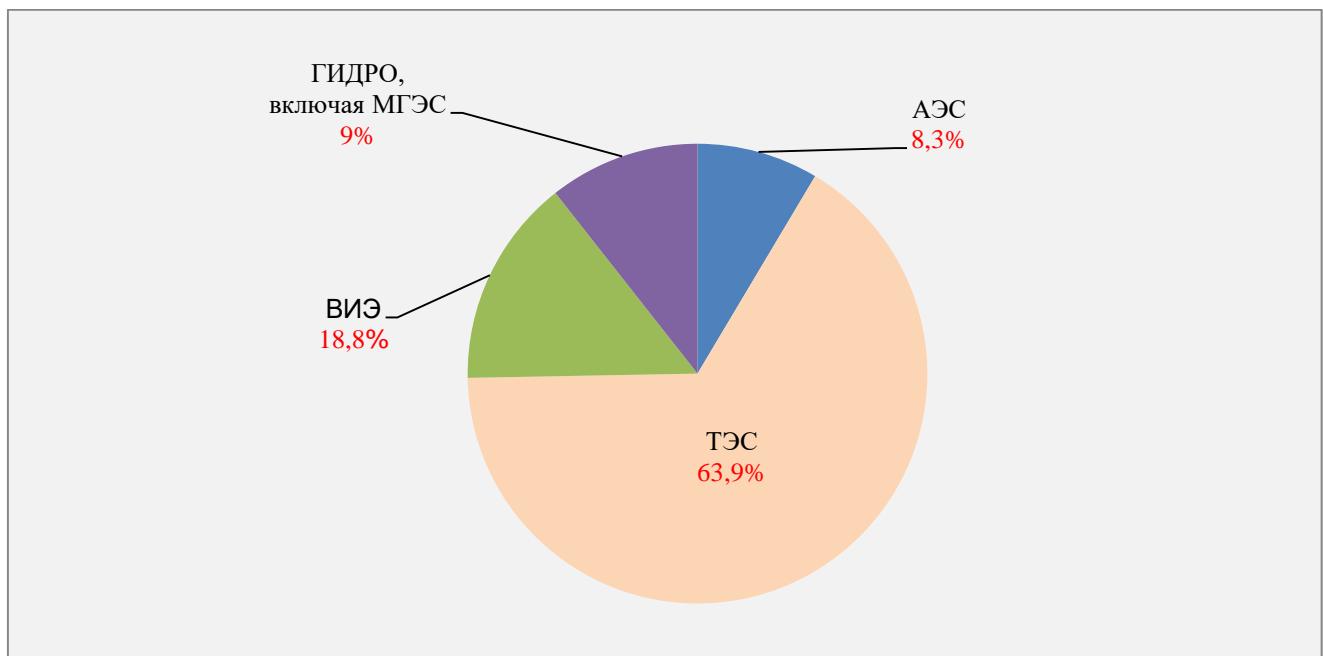


Рис. 7 Установленная мощность генерирующих объектов/электростанций в США в 2021 году, в %

Источник: Информационный сайт «Мировая энергетика EES EAEC», 2022 год

В настоящее время в США ископаемые виды топлива продолжают являться крупнейшими источниками для производства электроэнергии.

Природный газ, уголь и нефть остаются крупнейшими источниками энергии – примерно 63,9% производства электроэнергии в США в 2021 году.

В США политика в области альтернативной энергетики, как и многие другие направления политики, является децентрализованной. Это означает, что штаты самостоятельно определяют цели и нормативы, которых они должны придерживаться, вырабатывают методы поддержки развития ВИЭ.

Самым распространенным видом ВИЭ стали ветряные станции – в 2021 году они нарастили производство электроэнергии на 14%. Промышленное использование

¹⁶ По данным информационного сайта «Мировая энергетика EES EAEC», 2022 год

солнечных батарей (более мегаватта) выросло на 26%, малых солнечных батарей – на 19%.

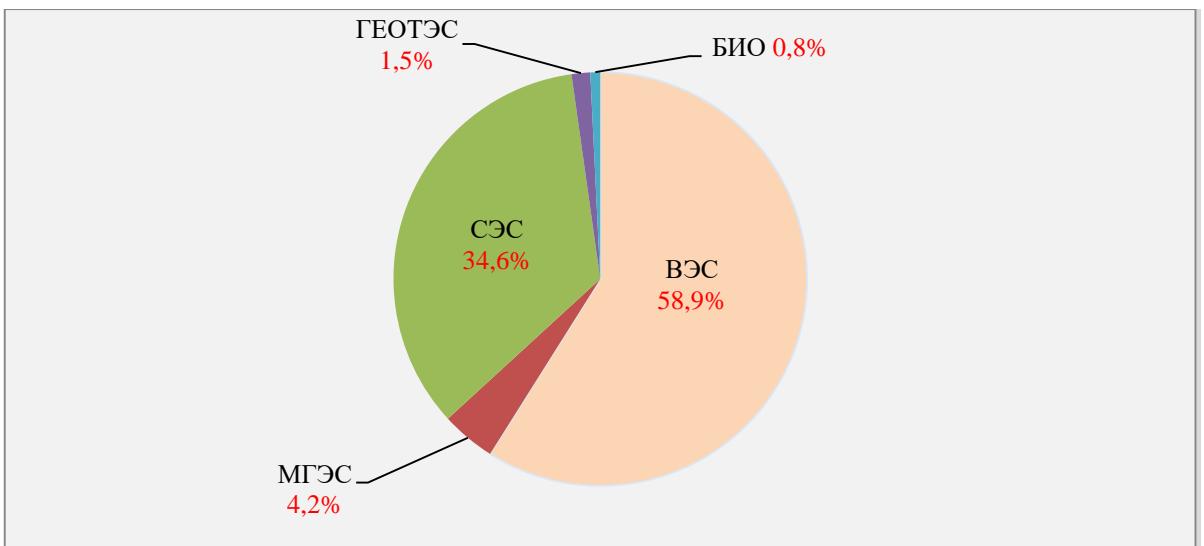


Рис. 8 Соотношение типов ВИЭ-генерации/электростанций на ВИЭ в США (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Информационный сайт www.statista.com, 2022 год

Малая гидроэнергетика

Теоретический гидроэлектрический потенциал Соединенных Штатов оценивается Всемирным энергетическим советом в 2,0 трлн кВт·ч/год, а его технически эксплуатируемый потенциал – в 1,3 трлн кВт·ч/год.

США являются 4-м крупнейшим производителем гидроэлектроэнергии в мире после Китая, Канады и Бразилии.

На сегодняшний день гидроэнергетика в США постепенно уступает место новым способам производства энергии (в основном, ветроэнергетике и солнечной энергетике).

По классификации Министерства энергетики США малыми ГЭС считаются объекты с установленной мощностью от 100 кВт до 30 МВт. По состоянию на 2021 год в эксплуатации находилось 2507 малых ГЭС (от 0,1 до 30 МВт включительно) общей мощностью 7,4 ГВт¹⁷. Больше всего малых ГЭС установлено в штатах Колумбия, Калифорния, Орегон и Аляска. В настоящее время в ряде штатов

¹⁷ По данным информационного сайта www.statista.com

намечены работы по увеличению мощности функционирующих МГЭС, вместе с тем, вопрос увеличения их количества также остается открытым.

Перспективы. Дальнейшее развитие МГЭС в США, так же как и в Европейском союзе во многом будет зависеть от готовности потенциала отрасли соответствовать все более ужесточающимся экологическим стандартам, а также уровня развития станций, работающих на энергии ветра и солнца.

Ветряная энергетика

Ветроэнергетика США является наиболее быстро развивающейся отраслью возобновляемой энергетики в стране. В 2020 году ветровой энергией было произведено 337,5 млрд кВт·ч или 8,42% всей выработанной электроэнергии в Соединенных Штатах. Это в 3,3 раза больше, чем за тот же период выработано солнечной энергией и почти в 1,5 раза больше, чем мощностями традиционной гидроэнергетики.

Крупнейшие ветровые станции (ВЭС) США

Ветряная электростанция	Штат	Текущая мощность (МВт)
Альта (Оук-Крик-Мохаве)	Калифорния	1,320
Шепердс Флэт	Орегон	845
Ветроэлектростанция		
Ветряная электростанция Роско	Техас	782
Horse Hollow	Техас	736
Ветроэнергетический центр		
Ветряная электростанция Козерог-Ридж	Техас	663
Ветряная электростанция Фаулер-Ридж	Индиана	600
Ветряная электростанция Cedar Creek	Колорадо	551
Ветропарк Buffalo Gap	Техас	523
Ветроэлектростанция Мидоу-Лейк	Индиана	500

Источник: Информационный Сайт RenEn «Возобновляемая Энергетика» www.renen.ru, 2022 год

К настоящему времени общая установленная мощность ветроэнергетики в Соединенных Штатах составляла 133,4 ГВт, уступая по этому показателю лишь Китаю и ЕС. Ветряные установки составляют 80% от всех новых производимых источников энергии на юго-западе Соединенных Штатов. Средняя высота турбины равна почти 90 метрам. В стране функционируют более 67 тыс. таких установок. Главными выгодополучателями от установки наземных ветряных генераторов являются штаты, которые не имеют выхода к морю. Данный вид энергии уже составляет 30% от общего числа в Дакоте, Оклахоме, Канзасе и Айове. Техас является рекордсменом по установке ветроэнергетических мощностей.

В феврале 2021 года из-за пронёсшегося зимой над штатом Техас в США урагана «Ури» в штате произошли массовые отключения электричества, так как вышли из строя ряд электростанций, в том числе работавших на возобновляемых источниках. Выработка электричества на ветровых станциях сократилась на 55%, что лишний раз дало повод к дискуссиям об эффективности данного вида получения энергии.

Перспективы. В ближайшие годы в США планируется ввести в строй дополнительное количество ветроэлектростанций общей мощностью 46 ГВт. Однако, текущее положение дел в электроэнергетике, возможно, внесет свои корректизы. Наряду с утверждением федеральных разрешений, проблемы, связанные с морскими ветроэнергетическими проектами в Соединенных Штатах, включают в себя отсутствие ясности в политике на уровне штатов, недостаточную инфраструктуру передачи и сетей, относительно высокие затраты и полярные мнения общества по данной проблематике.

Солнечная энергетика

В 2021 году Соединенные Штаты имели 121,5 ГВт мощностей, работающих на солнечной энергии и занимали третье место по ее использования после Китая и Европейского Союза.

В 2021 году солнечная энергетика общего назначения в Соединенных Штатах достигла своего наивысшего уровня и выработала 114,7 млрд кВт·ч или 2,79% всей произведенной электроэнергии в Соединенных Штатах.

Солнечная энергия в Соединенных Штатах включает в себя коммунальные солнечные электростанции, а также локальную распределенную генерацию, в основном от фотоэлектрических батарей на крыше и незначительно от общественных солнечных батарей.

Лидирующими штатами по использованию солнечной энергетики являются Калифорния, Флорида, Техас и Северная Каролина.

Список наиболее крупных солнечных электростанций в США (СЭС)

Солнечная электростанция	Штат	Установленная мощность (МВт)
«Коппер Маунтэйн»	Невада	882
«Санни стар»	Калифорния	579
«Санни фарм»	Калифорния	550
«Дезерт Санлайт»	Калифорния	550
«Мескит»	Аризона	400
«Спрингбок»	Калифорния	350
«Агуа Кальенте Солар»	Аризона	290
«Калифорния Флэтс Солар»	Калифорния	280

Источник: Департамент энергетики Правительства США U.S. Department of Energy <https://www.energy.gov/>, 2021 год

Из-за упомянутого ранее урагана «Ури», в штате Техас произошли массовые отключения электричества, так как вышли из строя ряд электростанций, в том числе и работавшие на солнечной энергии, чья выработка сократилась на 80%.

Перспективы. Согласно опубликованного в октябре 2021 года Меморандума «Инвестиции в будущее чистой энергии: исследования, развертывание и приоритеты в области солнечной энергии» Министерства энергетики США, объем вырабатываемой солнечной энергии с сегодняшних 3% производства к 2035 году должен вырасти до 40%. Вместе с тем ряд экспертов высказывают сомнение в успешности данной стратегии, мотивируя это невозможностью решить к 2035 году основные технологические проблемы гелиостанций, а также высокую стоимость электроэнергии для конечного потребителя.

Биотопливо

В 2021 году в США было произведено порядка 65 млрд литров биотоплива. Соединенные Штаты производят в основном биодизельное топливо и этанол, в котором в качестве основного сырья используется кукуруза.

На производителей топливного этанола приходилось 85% всех мощностей по выпуску биотоплива в США, за ними следуют производители биодизельного топлива (био-ДТ) с 11% и оставшиеся 4% – другие производители других видов возобновляемого топлива.

В начале 2021 года на производителей био-ДТ, управляющих 75 заводами, приходилось 9,1 млрд литров в год (24 961 млн. л/сутки). Более половины мощностей по производству био-ДТ расположены на Среднем Западе США, в основном в Айове, Миссури и Иллинойсе. Остальные находятся на американском побережье Мексиканского залива и на Западном побережье.

Из 13 штатов с наибольшим производством топливного этанола 12 находятся на Среднем Западе. Три штата с наибольшим объемом производства – Айова, Небраска и Иллинойс – владеют половиной всех производственных мощностей по этанолу. По данным на 1 января 2021 года 197 заводов произвели 66,2 млрд литров топливного этанола в год (174,9 млн л/сутки), что на 0,2 млрд больше, чем в начале 2020 года.

В 2021 году с помощью биотоплива было произведено 1,41% от общего объема производства электроэнергии в стране¹⁸. Биотопливо было четвертым по величине возобновляемым источником электроэнергии в США после ветра, гидроэнергетики и солнца.

Перспективы. По мнению экспертов, в среднесрочной перспективе производство биотоплива в США может увеличиться почти в 2 раза от нынешнего

¹⁸ По данным сайта U.S. Energy Information Administration, 2022 год, <https://www.eia.gov>

уровня, чему способствуют благоприятные климатические условия и наличие больших сельскохозяйственных площадей.

Приливные электростанции

На сегодняшний момент в США ведутся работы по строительству нескольких ПЭС, но фактически они еще не завершены.

Законодательная база

Закон о национальной экологической политике 1970 года.

Закон об энергетической политике и энергосбережении 1975 года.

Закон о нормативной политике в области коммунальных услуг 1978 года.

Закон о конкурентоспособности возобновляемых источников энергии и энергоэффективных технологий 1989 года.

Закон о стимулировании производства солнечной, ветряной энергии, отходов и геотермальной энергии 1990 года.

Закон об энергетической политике (EPACT) 1992 года.

Налоговый кредит на производство возобновляемой электроэнергии 1994 год.

Налоговый кредит на производство ветроэнергетики (PTC) 2003 год.

Закон об энергетической политике (EPACT) 2005 года.

Закон об энергетической независимости 2007 года.

Американский закон о реинвестициях и восстановлении (ARRA) 2009 года.

2.3 Китайская Народная Республика

Установленная мощность электроэнергетики Китая в 2021 году составляла примерно 2,4 ТВт¹⁹. Выработка электроэнергии – 8,4 трлн кВт·ч, потребление – 8,3 трлн кВт·ч.

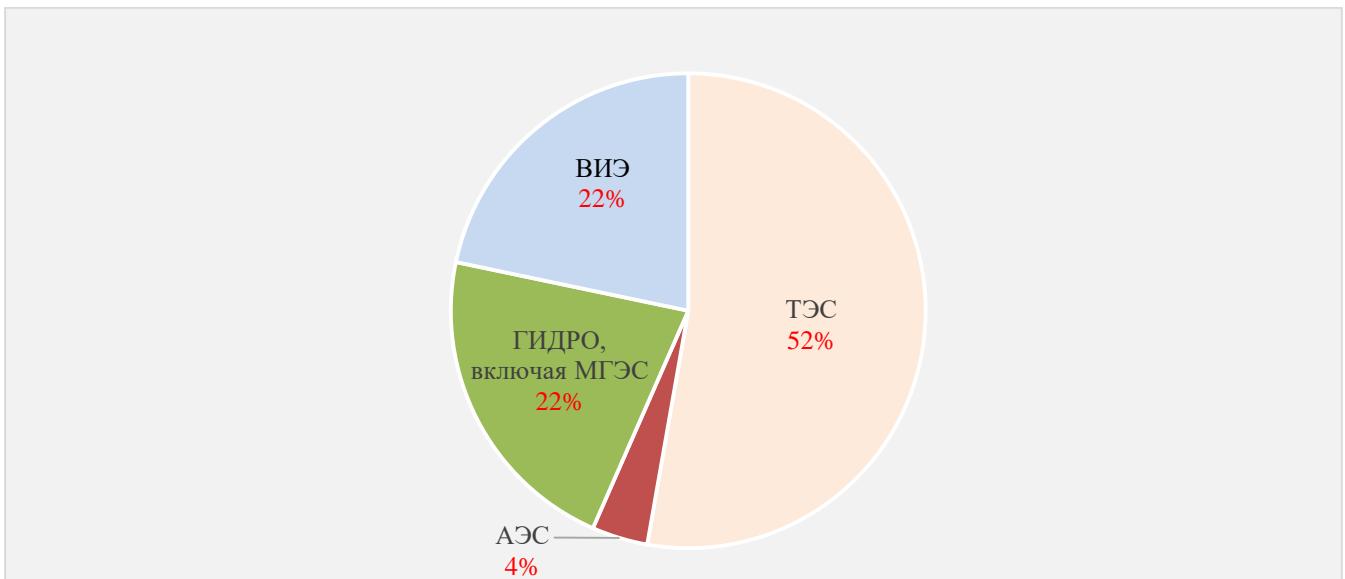


Рис.9 Установленная мощность генерирующих объектов/электростанций в КНР, в %

Источник: Информационный сайт китайской энергетической системы chinaenergyportal.org, 2022 год

Доля тепловых электростанций (ТЭС), работающих на основе угля, газа, мазута и биомассы, в выработке электричества последовательно (пусть и медленно) снижается и в настоящее время составляет порядка 52%.

При этом выработка ТЭС в 2021 году значительно выросла – на 9,1% (до 5,6 трлн кВт·ч), что значительно превышает темпы роста в 2020 и 2019 годах. Основной причиной явился чрезвычайно быстрый рост потребления электричества, который не смогли покрыть другие технологии генерации. При этом следует учитывать, что электростанции, работающие на биологическом сырье, также отнесены в данной статистике к ТЭС.

¹⁹ По данным информационного сайта «Возобновляемая энергетика», 2022 год <https://renen.ru/elektroenergetika-kitaya-itogi-2021-goda/>

С учетом большой гидроэнергетики доля ВИЭ в производстве электроэнергии в 2021 году достигла 44%. Доля малых ГЭС составляет 24% от общей китайской гидроэнергетики.

Суммарная доля солнечной и ветровой генерации в производстве электроэнергии в КНР составила 983 млрд кВт·ч и выросла до 11,7% (в 2020 году она составляла 9,5%).

Использование ВИЭ относится к числу основных приоритетов китайской энергетической политики. Помимо развития малой гидроэнергетики, энергии ветра и солнца, в стране развивается производство биотоплива, активно набирает обороты использование геотермальной энергии, энергии приливов и отливов, а также других видов альтернативной энергетики. В 2021 году китайские ВЭС выработали энергии в 1,6 раза больше, чем атомные.

Наибольший вклад принадлежит всем видам ГЭС – 385 млн кВт·ч, далее идут «ветряки» – 299 млн кВт·ч, солнечные электростанции – 282 млн кВт·ч и электростанции на биологическом сырье – 35 млн кВт·ч.

По данным Национального энергетического управления Китая, по всем четырем показателям Китай занимает первые места в мире.

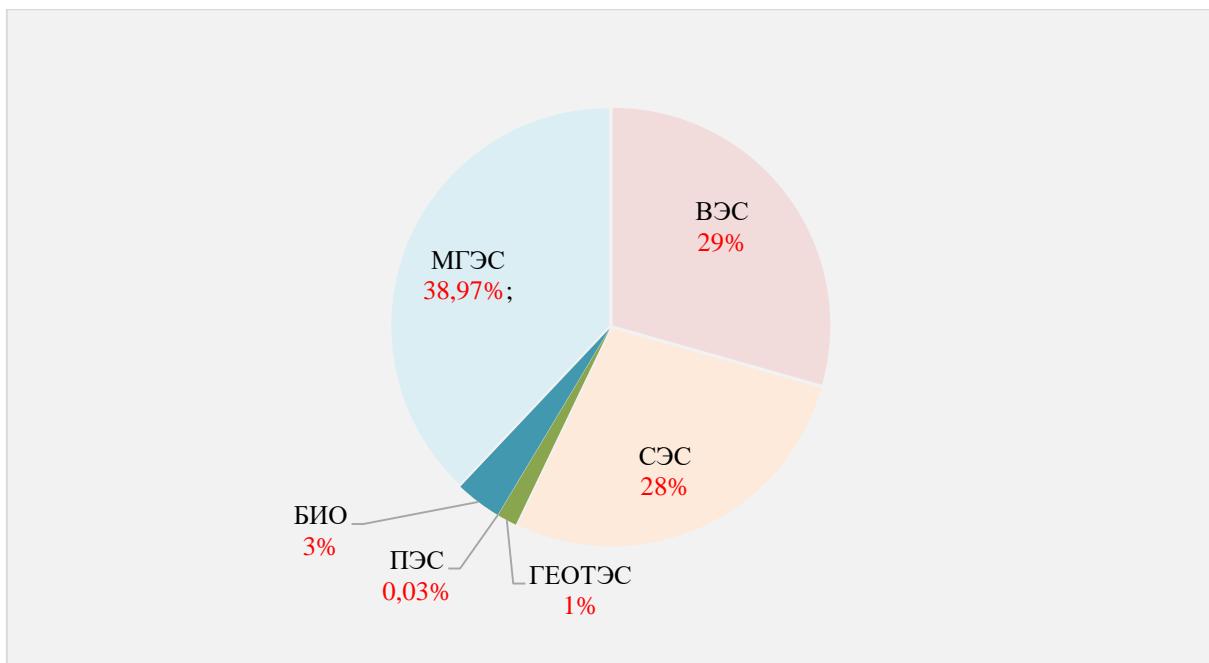


Рис. 10 Соотношение типов ВИЭ-генерации/электростанций на ВИЭ в КНР (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Информационный сайт китайской энергетической системы
chinaenergyportal.org, 2022 год

Вместе с тем одновременно со строительством новых «зеленых» электростанций Китай пока продолжает увеличивать и мощности тепловой энергетики: в 2021 году в строй были введены новые электростанции на угле и природном газе общей мощностью 56,4 ГВт, что является рекордным показателем за последние пять лет. Однако в рамках обещанного властями КНР перехода к углеродной нейтральности к 2060 году приоритет в электросетях до 2021 года отдавался именно ВИЭ.

Следует отметить, что в настоящее время китайская трактовка термина «углеродная нейтральность» звучит следующим образом: «Страна производит тепловых выбросов ровно столько, сколько их может нейтрализовать ее природная среда».

Справочно: В августе 2021 года в КНР впервые за много лет начались проявления энергетического кризиса – из-за нехватки электроэнергии в стране останавливались промышленные предприятия и регулярно ограничивалось энергоснабжение жилых домов. Эта ситуация возникла из-за быстрых темпов восстановления Китая после пандемии, в результате чего спрос на электричество опередил предложение. Еще недавно главным риском для мировой экономики, исходящим от Китая, считались дефолты закредитованных компаний КНР, однако теперь на первый план стали выходить проблемы в энергетике. Возможные потери компаний по всему миру из-за очередного нарушения глобальных товарнотехнических цепочек уже оцениваются в десятки миллиардов долларов, а надежды на быстрое замещение угольной генерации Китая «зеленой» энергией выглядят все более несбыточно.

К концу сентября 2021 года точечные проблемы в энергетике слились в полномасштабный кризис: отключения электричества приобрели регулярный характер, затронув крупнейшие промышленные районы страны. В частности, в юго-восточной провинции Цзянсу, одной из богатейших в стране, было остановлено почти 150 предприятий, а для более чем тысячи заводов и фабрик был введен режим энергоснабжения «два часа через два». С ограничениями в подаче электричества столкнулись и компании в еще одной важнейшей для экономики КНР провинции Гуандун, а в северо-восточных провинциях Хэйлунцзян, Цзилинь и Ляонин отключения затронули главным образом жилые районы, несмотря на существенное похолодание.

По данным информационных агентств, энергетический кризис проявился как минимум в двух десятках регионов Китая, на которые приходится две трети ВВП страны. Проблемы ощущали на себе такие отрасли, как автомобилестроение, производство электроники, металлургия, химпром, мебельная промышленность и т.д. Нехватка электричества отразилась в экспортной статистике Китая по энергоемким товарам. Так экспорт алюминия из КНР за восемь месяцев 2021 года снизился более чем на 10%, а экспорт стальной продукции с апреля по август упал с почти 8 млн тонн до 5 млн тонн. Тогда же произошло обращение Государственной

электросетевой компании Китая к российской «Интер РАО» с просьбой увеличить поставки электроэнергии. Еще в 2012 году между ними был заключен 25-летний контракт на совокупный импорт из России 100 млрд кВт·ч электроэнергии, однако в последние три года использовалось лишь меньше половины пропускной способности построенных для этого сетей (6–7 млрд кВт·ч). В 2018–2020 годах «Интер РАО» поставляло в Китай в среднем порядка 3,1 млрд кВт·ч, но с 1 октября 2021 года поставки были увеличены примерно на 90% по сравнению с плановыми объемами. В связи с увеличившимися закупками угля, в конце сентября того же года котировки австралийского энергетического угля достигли максимальных показателей \$ 203,65 за тонну, увеличившись за неделю почти на 13%).

Малая гидроэнергетика

В данный момент на территории Китая действует порядка 85 тыс. малых ГЭС. В прошлом на малые гидроэлектростанции приходилось треть общей установленной мощности гидроэлектростанций. Но с недавним развитием крупной и средней гидроэнергетики доля малой гидроэнергетики сократилась, в связи с разработанностью большинства пригодных участков. Согласно национальной статистике, общий потенциал развития малой гидроэнергетики в Китае составляет около 128 ГВт. Общая мощность малых ГЭС составила порядка 70 ГВт (более половины такого потенциала). Особенно интенсивно малая гидроэнергетика развивается в юго-восточных провинциях страны (коэффициенты достигли 60-80%).

Отдельно следует сказать о правовом регулировании малых ГЭС. По мнению китайских властей, в районах, где уровень развития малой гидроэнергетики достиг 80% или выше, будущее развитие МГЭС должно находиться под самым жестким контролем. В тех районах, где уровень составляет от 60% до 80%, может быть разрешено умеренное развитие. В районах, где уровень развития малой гидроэнергетики все еще ниже 60%, следует продолжать поощрять развитие малых гидроэлектростанций.

Строительство и эксплуатация МГЭС проходят жесткий гидрологический и экологический контроль, закрепленный в нормативно-правовых актах КНР (например, «Зеленый стандарт оценки малых гидроэлектростанций» принятый в 2015 году Министерством водных ресурсов Китая). Стандарт «Зеленый стандарт оценки малых гидроэлектростанций» включает более 20 показателей воздействия на окружающую среду и социальную сферу.

Особенностью развития малой энергетики Китая является децентрализация процесса, поэтому управление осуществляется на уровне регионов.

Также отдельное внимание уделяется строительству гидроаккумулирующих электростанций. На текущий момент гидроаккумулирующие мощности КНР составляют чуть больше 32 ГВт.

Перспективы. В кратко- и среднесрочной перспективах китайские власти намерены развивать малую энергетику. Ожидается, что малая энергетика будет развиваться по нескольким каналам, уровням и режимам. Правительство продолжит политику поощрения инвестиций в эту отрасль, особенно в сельской местности. Иностранным фондам и иностранному капиталу также разрешено инвестировать в малые электростанции, т.е. проводится политика наибольшего благоприятствования.

По мнению властей КНР, развитие малых гидроэлектростанций согласуется с действиями, необходимыми для достижения целей Китая по сокращению вредных выбросов в атмосферу. Поэтому в контексте энергосбережения и сокращения выбросов Китай также продолжит содействовать развитию малых гидроэлектростанций, особенно в удаленных районах.

Ветряная энергетика

Потенциал энергии ветра в Китае оценивается в 3 ТВт. Наиболее перспективными с точки зрения развития ветроэнергетики считаются провинции Цзянсу, Гуандун и Фуцзянь, Хэбэй, Цзилинь, а также Синьцзян-Уйгурский автономный район и Внутренняя Монголия.

На текущий момент Китай занимает первое место в мире по общей установленной мощности ветряной энергетики. В 2021 году в стране были введены в эксплуатацию ветровые электростанции общей мощностью 47,6 ГВт, что позволило достигнуть рекордной установленной мощности ветроэнергетики в Китае - 328 ГВт (составляет 38 процентов от общей мировой мощности ветряной энергетики)²⁰.

На текущий момент существует ряд особенностей развития китайского рынка ветровой энергии. Местные органы власти играют решающую роль в инвестициях

²⁰ По информации информационно-аналитического сайта seldom.com, 2022 год
<https://news.myseldon.com/ru/news/index/266017958>

Китая в энергетику и электроэнергетику, а госпредприятия, использующие ископаемые виды топлива, часто участвуют в разработке региональных возобновляемых энергетических ресурсов.

Крупнейшие «загрязнители» являются крупнейшими инвесторами в ветроэнергетику: именно представители угольной энергетики выступали в качестве основного инвестора в ветровую энергетику в Китае последние десять лет.

Государственные предприятия (госпредприятия) являются абсолютно доминирующей силой на рынке ветроэнергетики. Девять из 10 крупнейших ветроэнергетических компаний принадлежат государству или управляются государством.

При этом инвестиции в ветроэнергетику, по-видимому, являются для большинства госпредприятий более предпочтительным вариантом, нежели солнечная энергия. Для 10 крупнейших государственных предприятий более 80% их портфеля возобновляемых источников энергии приходится на энергию ветра. Однако, как упоминалось ранее, рыночные предпочтения меняются, и государственные девелоперы стали более серьезно относиться к инвестициям в солнечную энергию.

Наиболее крупные ветровые электростанции Китая

Название	Провинция	Установленная мощность (МВт)
Ганьсу	Ганьсу	5 160
Дабаньчэн	Синьцзян	500
Хуэйтэнланг	Внутренняя Монголия	300
Рудонг	Цзянсу	200
Шаньи Цзяньшан	Хэбэй	199

Источник: Национальная комиссия по развитию и реформам Китайской Народной Республики, <https://www.ndrc.gov.cn>, 2022 год.

При этом Китай является лидером производства ВЭС со 100% локализацией, обогнав ЕС и США.

Перспективы. От представителей ветроэнергетики Китая ждут ежегодного ввода 50 ГВт новых объектов с 2021 по 2025 год, а с 2026 года и далее – 60 ГВт.

Особое внимание уделяется установке ветряков в прибрежной полосе, мощность которых и большая часть энергии поступает от морских ветряных турбин. Следует отметить, что в Китае в пилотном режиме осуществляют эксперименты по производству водорода за счет избыточной энергии, получаемой в ходе работы ветряных турбин. Этот чистый или «зеленый» водород затем может быть использован в топливных элементах, которые преобразуют энергию, запасенную в элементе, в электричество для домов, автобусов или автомобилей, что открывает путь для более дешевых и распространенных транспортных средств, работающих на водороде, которые превосходят бензиновые. Этот зеленый водород также может быть использован в производстве аммиака, метанола, железа и стали.

Солнечная энергетика

Солнечная инсоляция в Китае географически распределена неравномерно, наиболее интенсивное солнечное излучение приходится на северные и северо-западные провинции Китая. До 27,3% территории страны являются пустынями, при использовании хотя бы 1,2% которых для получения солнечной энергии уже можно выработать до 670 ГВт энергии.

Китай является бесспорным лидером в секторе солнечной энергетики, на его долю приходится более 35% мировой мощности.

На текущий момент в топ десять мировых компаний, занимающихся солнечными панелями и солнечной энергетикой, входят 4 китайские компании, среди которых первое место занимает китайский холдинг «JinkoSolar Holding Co LTD».

Можно выделить несколько факторов, которые повлияли на это доминирование в солнечной энергетике. Во-первых, общемировые тенденции в экономике и промышленности стали уделять больше внимания изменению климата и возобновляемым источникам энергии, которые получили широкую поддержку большинства государств, в том числе Китая. Во-вторых, связанный с этими тенденциями спрос, созданный другими странами, привел к активному поиску более дешевых альтернатив монополии США в этой области, в том числе в Китае. В-третьих, в соответствии с решениями центральных властей на местах начали создаваться условия для производства солнечной энергии, так как у них были

необходимые пространства и рабочая сила для развития этой отрасли. Более того, после экономического кризиса 2008 года китайское правительство признало растущую потребность в устойчивых технологиях и их развитии, и поддержало местные компании по производству гелиостанций. В-четвертых, благодаря государственной поддержке, огромным инвестициям, а также налаживанию производства поликремния – основному сырью для фотоэлементов, Китаю удалось вначале сформировать научную и материальную базу, а затем стать лидером на всех этапах процесса производства солнечных панелей.

Говоря о нормах, которые внедрило китайское правительство, их обоснование можно рассматривать как сочетание экономических выгод, а также политических. Благодаря признанию Коммунистической партии Китая, такие солнечные энергетические компании, как упомянутая выше «JinkoSolar», стали одной из самых ценных корпораций, экспортирующих китайскую продукцию солнечной энергетики. Здесь кроется самый важный фактор, который подтолкнул китайские компании к доминированию – участие правительства и политика, направленные на то, чтобы компании были более конкурентоспособными и которые спасают их от экономического кризиса. Правительственные меры поддержки, такие как льготные тарифы, стандарты портфеля возобновляемых источников энергии, крупномасштабные проекты по производству солнечной энергии, упрощение подключения к сетям и установление целевых показателей совокупной установленной мощности создали проблемы для фирм ЕС в плане конкурентоспособности по сравнению с китайскими.

В 2021 году в Китае ввели в строй около 54,9 ГВт солнечных электростанций, а установленная мощность фотоэлектрической солнечной энергетики достигла 306 ГВт, что составляет более 40% всех новых установленных мощностей в мире и превышает аналогичный показатель в Евросоюзе и США. КНР также контролирует 80-90% глобальной солнечной индустрии, производящей фотоэлектрические модули и их комплектующие²¹.

²¹ Информационный сайт китайской энергетической системы chinaenergyportal.org, 2022 год
<https://chinaenergyportal.org/en/2021-electricity-other-energy-statistics-preliminary/>

Наиболее крупные солнечные электростанции Китая

Название	Провинция	Установленная мощность (МВт)
Sungrow Power Supply Co Ltd	Цинхай	2,200
Tengger Desert Solar Park	Нинся	1,547
Datong Solar Power Top Runner Base	Тибет	1,000
Longyangxia Dam Solar Park	Цинхай	850
Huang Xiansheng Golmud Sunny Park	Цинхай	500
Three Gorges Delingha Solar Park	Цинхай	500
Yanchi Solar Park	Нинся	380
<u>Gansu Jintai Solar Facility</u>	<u>Ганьсу</u>	200

Источник: Национальная комиссия по развитию и реформам Китайской Народной Республики, <https://www.ndrc.gov.cn>, 2022 год

Перспективы. Предполагается, что к 2060 году выработка солнечной электроэнергии в Китае вырастет до 7,2 трлн кВт·ч, что составит около 43% от всех ожидаемых потребностей страны в электроэнергии. По мнению экспертов, развитие солнечной энергетики в стране будет напрямую зависеть от прогресса в создании энергонакопительных мощностей, способных аккумулировать значительные запасы энергии на длительный период. Особо стоит отметить, что политика субсидирования правительством Китая солнечной энергетики закончилась в 2021 году, поэтому на текущий момент отсутствует ясность в том, насколько сумеет отрасль работать прибыльно без поддержки государства.

Геотермальная энергетика

Китай обладает богатыми геотермальными ресурсами, на долю которых приходится 8% от общего мирового запаса геотермальной энергии. На территории страны расположены более 2700 горячих источников, температура которых превышает 250°C. По экспертным оценкам, потенциал геотермальной энергетики в Китае равен почти 853 млрд. тонн угля. И хотя за последние десятилетия был

достигнут значительный прогресс в исследованиях, способствующих развитию извлечения тепла из гидротермальных систем, геотермальная энергетика заметно отстает в темпах развития по сравнению с ветряной и солнечной отраслями.

Наиболее крупная геотермальная электростанция мощностью 25,2 МВт находится в Янбаджинге (Тибет). Испытательный блок 400 кВт был построен в уезде Кангдин (Kangding) в провинции Сычуань (Sichuan), а в районе Дехун (Dehong) в провинции Юньнань (Yunnan) заработала электростанция 2 МВт. Общая установленная мощность на 2021 год составляла порядка 35 МВт.

К новым перспективным месторождениям относятся Ганзи (Ganzi, 200 МВт), Дехун (Dehong, 100 МВт), Бойе (Boye, 15 МВт), в провинции Хэбэй (Hebei) и Гаоянг (Gaoyang, 15 МВт).)

Перспективы. Китайские представители отрасли считают, что гео- и гидротермальные ресурсы должны стать важным и устойчивым источником экологически чистой энергии. К проектным работам активно привлекаются инженеры из Исландии. Используя опыт исландских компаний, китайская компания «Sinopac green energy» стала одной из крупнейших в мире геотермальных компаний, пробурила более 520 скважин и начала свою деятельность в 60 городах и округах Китая (в основном в Хэбэе, Шэньси, Шаньси, Шаньдуне и Тяньцзине), а в настоящее время работает в Сюнгане, который стал первым в Китае «городом, свободным от смога». Ожидается, что проекты по развитию геотермальной энергетики в Китае будут реализованы в течение следующих пяти лет.

Биотопливо

В настоящее время Китай является третьим по величине производителем биоэтанола в мире после Бразилии и США: в 2021 году его было произведено 2.7 млн тонн. В настоящее время разрабатываются проекты строительства новых заводов во внутренних провинциях Китая для удвоения производства биоэтанола в среднесрочной перспективе.

Приливные электростанции

На текущий момент в Китае функционирует единственная солнечно-приливная электростанция (четвертая по величине приливная электростанция в мире), расположена в провинции Чжэцзян.

Такая комбинация энергий позволяет ей работать гораздо стабильнее, нежели «раздельные» солнечные или приливные станции. Текущая установленная мощность составляет 3,2 МВт, что обеспечивает выработку до 6,5 млн кВт·ч электроэнергии в год и позволяет обеспечить электричеством примерно 30 тыс. городских домохозяйств. Мощность электростанции позволяет экономить более 31 тыс. тонн стандартного угля и сокращать выбросы углекислого газа почти на 85 тыс. тонн в год по сравнению с обычными угольными электростанциями.

Электростанция обеспечивает потребности в энергии небольших деревень на расстоянии 20 км через линию электропередачи напряжением 35 кВт. Максимальный диапазон приливов и отливов в устье реки составляет 8,39 м.

Перспективы. В настоящее время проектируется строительство еще двух приливных станций в КНР.

Законодательная база

«Китайская Энергетическая Белая Книга» 1995.

Закон энергосбережения Китайской Народной Республики» Информационное бюро Госсовета КНР, 1997.

«Закон о водных ресурсах Китайской Республики», Госсовет КНР, 2002 год.

«Закон о возобновляемых источниках энергии» Юридический комитет NPC 2006.

«Энергетический статус и политика Китая», Юридический комитет NPC, 2007.

«Комплексный рабочий план по энергосбережению и сокращению выбросов» Информационное бюро Госсовета КНР, 2010.

«Китайская энергетическая политика». Информационное бюро Госсовета КНР, 2012.

«Зеленый стандарт оценки малых гидроэлектростанций», Министерство водных ресурсов Китая, 2015 год.

Также в 2020 году китайское правительство издало ряд политик в отношении транспортных средств на новых источниках энергии:

- с 1 января 2021 года покупка транспортных средств на новой энергии освобождена от налога на покупку транспортных средств;
- потребители могут получить денежные субсидии на покупку энергосберегающих автомобилей на новых источниках энергии.

2.4 Республика Индия

Установленная мощность всей энергосистемы страны составила 422,2 ГВт. Производство электроэнергии – 1,5 трлн кВт·ч, потребление – 1,3 трлн кВт·ч²².

По неофициальным данным, около 53% деревень в Индии получают электричество менее 12 часов в день. Около 15% населения не имеют доступа к электричеству вообще.

Вместе с тем Индия занимает высокие места в рейтинге привлекательности стран с возобновляемыми источниками энергии.

В настоящий момент установленная мощность возобновляемых источников энергии в Индии составляет 12,5% (без объектов большой и малой энергетики) всех генерирующих источников электрической энергии.

Индия регулярно заявляет о стремлении к достижению своих целей по увеличению общей мощности энергетических устройств, работающих не на ископаемом топливе. Особое внимание уделяется развитию ВЭС и СЭС, а также объектам малой энергетики. Существуют планы развития производства биотоплива на основе растительного сырья, а также планы строительства ПЭС.

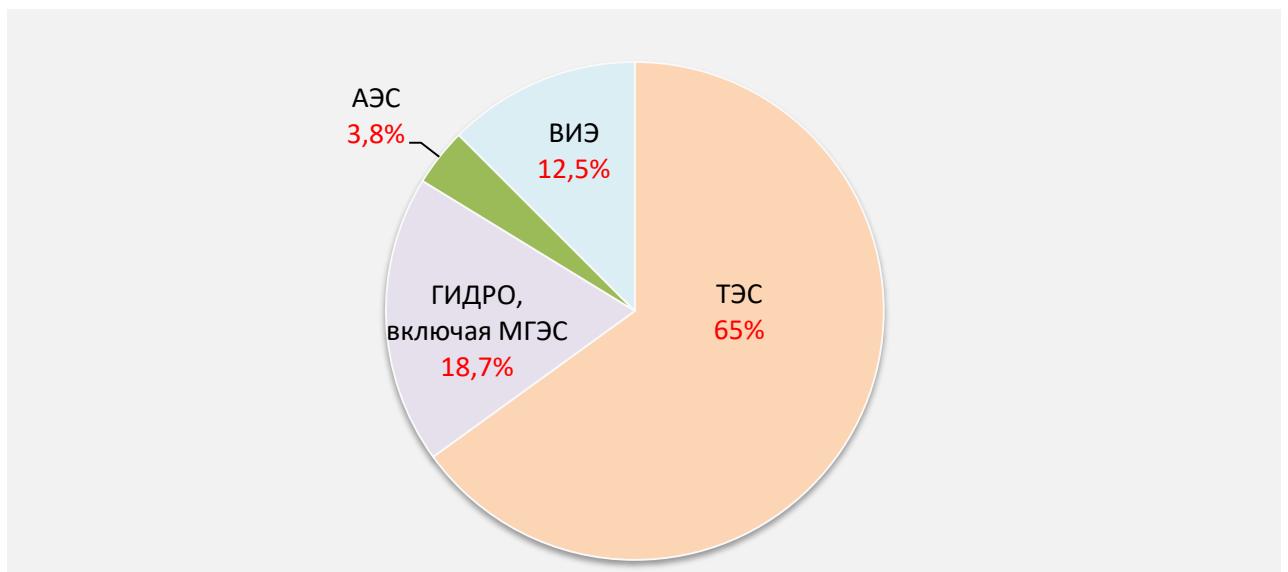


Рис.11 Установленная мощность генерирующих объектов/электростанций в Индии, в %

Источник: Центральное управление электроэнергии Республики Индия,

²² По данным информационного сайта «Мировая энергетика EESEAEC», 2022 год
<https://www.eeseaec.org/energeticeskij-profil-indii>

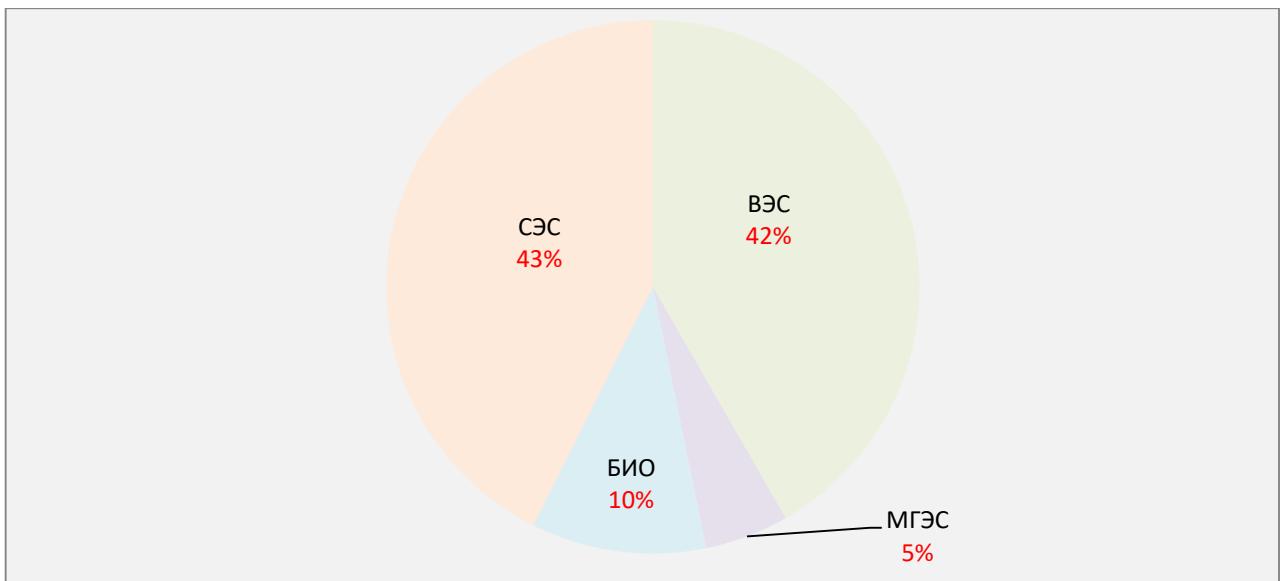


Рис. 12 Соотношение типов ВИЭ-генерации/электростанций в Индии (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Министерство новых и возобновляемых источников энергии Республики Индия, 2022 год

Страна поставила цель достичь мощности возобновляемых источников энергии до 475 ГВт к 2030 году.

Малая гидроэнергетика

Индия занимает пятое место по потенциалу гидроресурсов в мире. Потенциал МГЭС оценивается в размере 21,1 ГВт. Однако на долю малой гидроэнергетики приходится лишь 5,1 % от общей установленной мощности ВЭС в стране. В Индии гидроэнергетика обычно подразделяется на малую и большую гидроэнергетику. Большая гидроэнергетика находится в ведении Министерства энергетики, а малая гидроэнергетика мощностью до 25 МВт находится в ведении Министерства новой и возобновляемой энергетики.

В 2021 году общее количество малых ГЭС составляло 1,1 тыс. ед. общей мощностью 4,7 ГВт. Наибольшее количество МГЭС было расположено в штатах Карнатака, Химачал-Прадеш, Махараштра и Керала. Основное оборудование для МГЭС производится внутри страны.

Основными препятствиями для развития МГЭС внутри страны являются:

- постоянные изменения речных стоков, которые меняются в зависимости от сезона (необходимо собирать данные минимум за 5 лет, а их отсутствие приводит к неправильной оценке энергетического потенциала);
- юридические аспекты, связанные с выкупом или арендой земельных и водных участков у собственников;
- административные барьеры с получением необходимых документов от государственных и региональных органов власти;
- нехватка квалифицированной рабочей силы и обслуживающего персонала;
- не всегда обоснованное противодействие природоохранных ведомств и экологических организаций;
- проблемы с подключением к распределительным электрическим сетям.

Перспективы. В настоящее время ведется строительство дополнительных 109 МГЭС, общая мощность которых составит порядка 529 МВт. Кроме того, на протяжении пяти лет будет продолжать действовать разработанная Министерством новых и возобновляемых источников энергии Республики Индия система государственных льготных кредитов, субсидий и налоговых послаблений для организаций и частных лиц, желающих начать сооружение объектов малой энергетики. Особое внимание будет уделяться техническому переоснащению действующих электростанций.

Ветряная энергетика

По экспертным оценкам, потенциал ветроэнергетики Индии составляет 45-60 ГВт. Потенциальные области для выработки электроэнергии с помощью ветряных мельниц расположены в штатах Тамилнад, Карнатака, Керала, Гуджарат, Андхра-Прадеш, Махараштра, Раджастан и Мадхья-Прадеш.

В настоящее время страна является четвертой по величине ветроэнергетики страной в мире. В 2021 году индийскими ВЭС было выработано 40,1 млн кВт·ч. Индийская компания «Suzlon» периодически входит в десятку крупнейших производителей ветряных турбин в мире с долей мирового рынка 6,7%.

Несколько штатов разработали дополнительные программы поддержки возобновляемых источников энергии, такие как Карнатака, Тамилнад и Андхра-

Прадеш. Также власти рассматривают пакет законов о развитии оптового рынка электроэнергии, призванных облегчить выход на него производителей и продавцов ветровой энергии.

Наиболее крупные ветроэнергетические станции Индии

Ветроэлектростанция	Штат	Установленная мощность, МВт
Муппандал	Тамилнад	1500
Джайсалмер	Раджастан	1064
Брахманвель	Махараштра	528
Кайатхар	Тамилнад	300
Дхалгаон	Махараштра	278
Ванкусаваде	Махараштра	259
Васпет	Махараштра	144
Тульяпур	Махараштра	126
Белугуппа Уинд	Андхра-Прадеш	100.8
Маматхеда	Мадхья-Прадеш	100.5
Анантапур	Андхра-Прадеш	100

Источник: Министерство новых и возобновляемых источников энергии Республики Индия, 2022 год

Перспективы. Страна намерена каждый год увеличивать строительство ветряных станций. К 2025 году планируется ввести в строй 20 ГВт ветровых мощностей. Особенно перспективными представляются проекты по развитию ветроэнергетики, которые призваны содействовать развертыванию ветряных турбин на расстоянии до 12 морских миль от берега. В штате Гуджарат, будет запущен демонстрационный проект мощностью 100 МВт. Учитывая, что Индия имеет 7600-километровую береговую линию, возможности в ветряной прибрежной энергетике имеют большой потенциал. Помимо этого, страна намерена продолжать исследования в области создания энергоаккумулирующих установок, способных накапливать большие объемы энергии на длительный срок.

Солнечная энергетика

Годовая солнечная радиация по всей Индии колеблется от 1,2 до 2,3 тыс кВт·ч/м² в год, а большая часть территории страны имеет излучение больше, чем 1,9 тыс кВт·ч/м² в год (около 300 ясных солнечных дней). Для сравнения, в Германии годовая солнечная радиация колеблется от 800 кВт·ч/м² до 1,2 тыс кВт·ч/м². Мощность солнечных электростанций Индии в 2021 году составила 54,0 ГВт²³.

Начиная с 2014 года в стране начался бум на развитие солнечной энергетики. Индия также выступила с инициативой создания Международного солнечного альянса (ISA) в 2015 году со штаб-квартирой в городе Гуруграме (Индия).

***Справочно:** ISA (International Solar Alliance) – Международный солнечный альянс (далее – альянс) – межправительственная организация объединяющая 107 стран. Основной целью альянса является эффективное потребление солнечной энергии для снижения зависимости отскопаемого топлива. Эта инициатива была впервые предложена премьер-министром Индии Нарендрай Моди в речи в ноябре 2015 года на стадионе «Уэмбли» (Лондон, Великобритания).*

Мощность солнечной энергетики Индии выросла в 18 раз за семь лет в период с 2014 по 2021 год – с 2,63 ГВт до 47,66 ГВт. В 2021 году показатели выработанной мощности на солнечных электростанциях впервые превзошли показатели ветроэлектростанций: 50,3 ГВт против 40,08 ГВт.

Наиболее крупные гелиостанции Индии

Гелиостанция	Штат	Установленная мощность (МВт)
Bhadla Solar Park	Раджастан	2,245
Pavagada	Карнатака	2,050
Kurnool Ultra Mega Solar Park	Андрхра-Прадеш	1,000
N.P.Kunta	Андрхра-Прадеш	978
Rewa Ultra Mega Solar	Мадхья-Прадеш	750
Charanka Solar Park	Гуджарат	690
Kamuthi Solar Power Project	Тамилнад	648
Anantapuramu	Андрхра-Прадеш	400

²³ Министерство новых и возобновляемых источников энергии Республики Индия
<https://mnre.gov.in/the-ministry/physical-progress>

Гелиостанция	Штат	Установленная мощность (МВт)
Galivedu solar park	Андхра-Прадеш	400
Mandsaur Solar Farm	Мадхья-Прадеш	250
Kadapa Ultra Mega Solar Park	Андхра-Прадеш	250
Welspan Solar MP	Мадхья-Прадеш	151
Nizamabad	Телингана	143
Sakri	Махараштра	125

Источник: Обзор энергетического сектора Республики Индия, 2022 год

В настоящее время индийский сектор солнечной энергетики функционирует следующим образом. Компании-поставщики производят и продают гелиоэлектроэнергию распределительным компаниям, которые, в свою очередь, поддерживают инфраструктуру, которая передает электроэнергию потребителям. Отношения между ними регулирует Корпорация солнечной энергии Индии (SECI) – правительственный орган, отвечающий за развитие сектора солнечной энергетики.

Несмотря на бурный рост вводимых мощностей и рост показателей выработки солнечной энергии, индийские гелиоэнергетики столкнулись с рядом технологических, юридических, и финансовых проблем, особенно в сфере реализации выработанной энергии.

К середине 2021 года ввод новых мощностей гелиоэнергетики застопорился, первоначальная стоимость ранее заложенных проектов выросла в цене. Ряд гелиоэнергетических компаний объявили о своем банкротстве. Две трети объявленных тендеров на сооружение новых гелиостанций были отменены, либо сроки реализации перенесены на более поздние сроки. Кроме того, оказалось, что нет покупателей почти на треть проектов в сфере гелиоэнергетики.

Проблемы, с которыми сталкивается солнечный сектор Индии, носят как макроэкономический, так и структурный характер.

Основная жалоба поставщиков солнечной энергии связана с низкими тарифами в стране, которые являются одними из самых низких в мире.

Снижение тарифов – хорошая новость для потребителей, но разрушительная для энергетических компаний. Настойчивое требование правительства штатов Индии,

чтобы компании продавали электроэнергию распределительным компаниям по низким ценам, наносит ущерб прибыли гелиоэнергетиков и негативно сказывается на качестве и инновациях. Это также заставляет банки неохотно кредитовать эти компании, поскольку они не уверены в устойчивости прибыли. Эти негативные тенденции только усугубились из-за пандемии коронавируса, сильно ударившей по всем секторам экономики.

Несмотря на ранее проведенную кампанию по введению различного рода льгот и субсидий для производителей солнечной энергии, правительства некоторых штатов отказались от своих договорных обязательств или заявили о желании пересмотреть свои ранее заключенные соглашения о покупке электроэнергии с поставщиками электроэнергии. Подобные решения ряда штатов (Карнатака, Андхра-Прадеш и Пенджаб) поставили под угрозу реализацию новых проектов и оттолкнули индийских и иностранных инвесторов. Помимо этого, поставщики электроэнергии также сталкиваются с другими препятствиями, такими как:

- отсутствие больших земельных пространств;
- длительный и сложный процесс приобретения и аренды земли;
- неудовлетворительная работа распределительных сетей и т.д.

Отдельно стоит проблема задержки платежей со стороны распределительных компаний (речь идет почти о миллиарде долларов) и на текущий момент эта проблема до сих пор не решена.

В свою очередь, распределительные компании столкнулись со следующими проблемами:

- в соответствии с ранее заключенными соглашениями с производителями электроэнергии на основе ископаемого топлива (как правило, это долгосрочные обязательства), в случае перехода на экологически чистую энергию, распределительные компании будут обязаны продолжать выплаты этим компаниям, не получая при этом никакого дохода от них. Эта правовая коллизия до сих пор не разрешена;

- рост финансовой задолженности (растущие долги перед гелиоэнергетиками и нехватка ликвидности для их решения);

- устаревшая, давно не обновлявшаяся инфраструктура распределительных электрических сетей;
- нехватка квалифицированной рабочей силы, которая требуется для сектора возобновляемых источников энергии;
- общая организационная неэффективность.

В 2018 году правительство Индии ввело ряд косвенных налогов на поставку электроэнергии всех видов, обещая их возмещение ВИЭ энергетикам, которое до сих пор не произошло, что также привело к оттоку инвесторов из отрасли.

Перспективы. По планам Министерства возобновляемых источников энергетики Индии в ближайшие пять лет планируется достичь 120 ГВт солнечной мощности. В Индии одобрено 45 солнечных парков совокупной мощностью 37 ГВт.

В 2021 году было объявлено о начале строительства в штате Гуджарат крупнейшего в мире парка возобновляемых источников энергии мощностью 30 ГВт - гибридного солнечно-ветрового проекта.

С помощью гелиостанций Индия планирует приступить к разработке «Зеленого водорода», объявлено о намерении запустить ежегодное производство 4,1 млн тонн экологически чистого водорода.

По мнению ряда экспертов без решения затронутых выше проблем Индия не сможет достичь установленных показателей в сфере гелиоэнергетики к 2030 году.

Геотермальная энергетика

Потенциал геотермальной энергетики Индии оценивается в 10,0 ГВт. В настоящее время в стране отсутствуют функционирующие установки, использующие геотермальные источники энергии.

Биотопливо

Развитие биотоплива в Индии сосредоточено в основном на выращивании и переработке ятрофы (растение семейства молочайных), семена которой очень богаты маслом (40%). Ранее масло ятрофы уже использовалось в Индии в качестве биодизеля для нужд дизельных установок отдаленных сельских и поселковых общин.

Масло ятрофы особенно удобно тем, что его можно использовать сразу после экстракции (то есть без очистки) в дизельных генераторах и двигателях.

В соответствии с программой по развитию биоэтанола запланирован переход с использования смесей Е5 на Е10, а затем Е20. В 2003 году национальное правительство установило 5-процентный целевой показатель добавления биоэтанола к бензину. С тех пор бензин с этаноловым смешением был разработан и используется в девяти штатах и четырёх территориях: Андхра-Прадесх, Даман, Диу, Гоа, Дадра, Нагар-Хавели, Гуджарат, Чандигарх, Харьяна, Хиджерри, Карнатака, Махарашдесо, Пунджаб и Тамттунад.

Объем производства биодизельного топлива в Индии в 2020 году составил 225 млн литров. Страна намерена в среднесрочной перспективе заменить 20% потребностей страны в дизельном топливе на биодизель. Кроме того, правительство страны намерено обеспечить Индию к 2025 году топливной смесью Е20, которая содержит 20% этанола и 80% бензина.

Приливная энергетика

Общий потенциал приливной энергетики в Индии оценивается в 8,0 ГВт. На текущий момент в стране отсутствуют действующие ПЭС. В то же время ведутся исследовательские работы по вопросу строительства в заливе Кач первой индийской ПЭС мощностью 50 МВт. В случае успешной реализации первой очереди, мощность первой индийской ПЭС может быть увеличена до 200 МВт.

Законодательная база

Основной целью энергетической политики Индии является обеспечение энергоресурсами в условиях их дефицита быстро развивающейся экономики страны путём развития альтернативных источников энергии, особенно ядерной, солнечной и энергии ветра. Этой целью определяется и отношение Индии к политике энергетического перехода.

При этом в отличие от многих других государств, энергетическая политика Индии, насколько позволяют судить открытые источники информации, никогда не была оформлена как единый программный документ и представляет собой

комплекс законов, принятых индийским парламентом, и различных правительственныех программ, планов действий и других документов. Поэтому о меняющейся энергетической политике страны судить можно только по принимаемым нормативно-законодательным актам, программам развития соответствующих отраслей и другим решениям в области энергетики.

Основными такими актами, программами и решениями, принятыми в последние двадцать лет, стали:

- Программа «Hydrocarbon Vision 2025», разработанная в 2000 году, описывает политику в области разведки, добычи и использования углеводородов на период 2025 года;
- «Закон о сохранении энергии» (Energy Conservation Act) от 2001 года является правовой основой мер в области энергоэффективности;
- Закон об электроэнергии (Electricity Act 2003) от 2003 года - согласно этому закону, каждые 5 лет разрабатывается новая редакция Национального плана электрификации (National Electricity Plan, NEP).
- Национальный план действий в области климатических изменений (National Action Plan on Climate Change, NAAPC) от 2008 года (в развитие этого плана в последующие годы был принят ряд целевых программ: по стимулированию/развитию энергоэффективности (2009 год), солнечной энергетики (2010 год), «умных» энергосетей (2015 год), критически важных технологий (2017 год), трансформации мобильности и создания аккумуляторов нового поколения для хранения больших объёмов энергии (2019 год) и др.);
- Национальный план электрификации на период до 2027 года (New National Electricity Plan – NEP-2018), принятый в 2018 году;
- Национальный план действий по обеспечению доступного кондиционирования помещений (India Cooling Action Plan, ICAP) от 2019 года и др.

2.5 Объединенные Арабские Эмираты

Установленная мощность всей энергосистемы страны составила 34,9 ГВт. Производство электроэнергии – 137,3 млрд кВт·ч, потребление – 125,7 млрд кВт·ч²⁴.

Установленная мощность возобновляемых источников энергии в ОАЭ составляет 5,9%, в производстве электроэнергии – 2,7%.

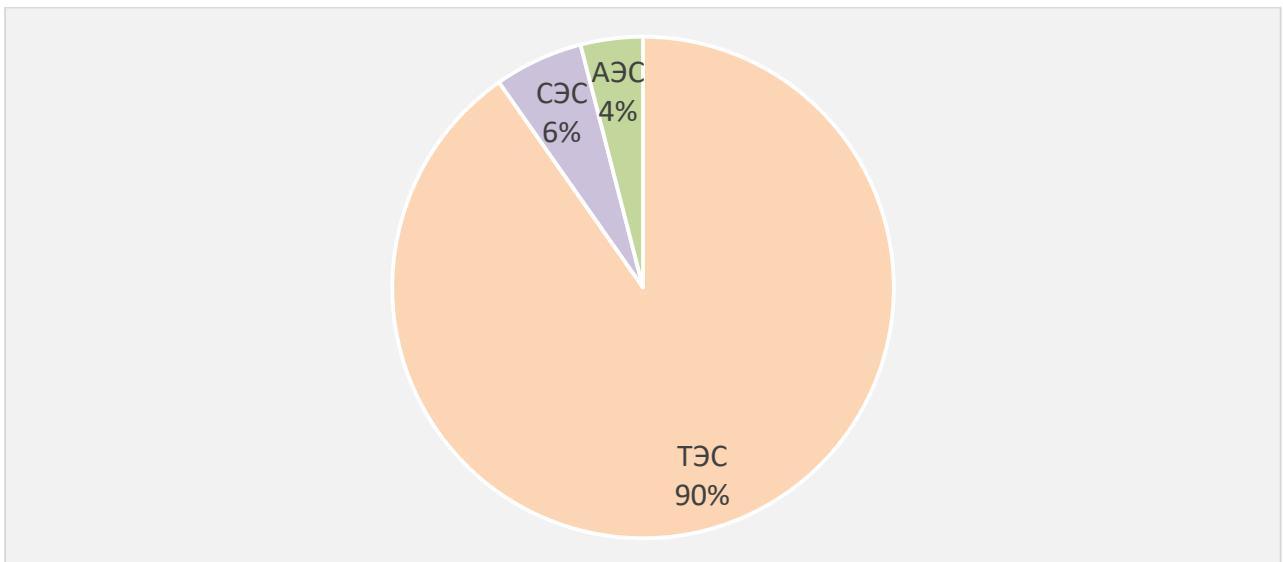


Рис.13 Установленная мощность генерирующих объектов/электростанций в ОАЭ, в %

К 2030 году ОАЭ планирует удовлетворять 30% своих потребностей в электроэнергии за счет экологически чистой энергии. К 2050 году этот показатель должен вырасти до 50%. Для этого местные власти планируют инвестировать 163,4 млрд долл. США в ВИЭ в течение ближайших 30 лет.

В ОАЭ планируют ввести в строй к 2026 году солнечные фотоэлектрические мощности на 5,6 ГВт, что позволит обеспечивать 75% потребностей страны в электроэнергии за счет ВИЭ к 2050 году. Также в ОАЭ построена первая в арабском мире АЭС Барака, которая расположена на побережье Персидского залива в регионе Эд-Дафра в 250 км от Абу-Даби. АЭС была построена с учетом самых современных требований по защищенности и безопасности.

²⁴ По данным информационного сайта «Мировая энергетика ЕЕSEAEC», 2022 год
<https://www.eeseaec.org/energoekonomiceskaya-model-uae>

Малая гидроэнергетика

Из-за засушливого климата и практически полного отсутствия осадков природные водные ресурсы ОАЭ почти полностью исчерпаны. В ОАЭ нет постоянных рек, отсутствует постоянный поверхностный сток, подземные воды залегают далеко. Таким образом, перспективы для развития малой гидроэнергетики в стране отсутствуют.

Ветроэнергетика

Для ОАЭ нехарактерны сильные порывистые ветра, поэтому до недавнего времени ветровая энергетика считалась для этой страны неактуальной. В то же время с появлением технологий получения электроэнергии при помощи довольно слабых ветров возможно появление ветровых турбин, где существует дефицит электроэнергии.

Солнечная энергетика

Первый солнечный парк Мохаммеда бин Рашида Аль Мактума (первая фаза мощностью 13 МВт) был открыт в ОАЭ только в 2013 году, до этого момента в стране не получали электричество из солнечной энергии.

Солнечный парк является крупнейшим в мире солнечным парком с одной площадкой. К 2030 году его производственная мощность составит 5 ГВт, а общий объем инвестиций составит 50 миллиардов дирхамов ОАЭ (13,6 млрд долл. США). После завершения строительства Solar Park будет ежегодно сокращать выбросы углерода более чем на 6,5 млн тонн. К концу 2022 года мощность чистой энергии в солнечном парке достигла 2 ГВт.

Еще одной крупной солнечной электростанцией мощностью 1,2 ГВт, расположенной на площади в восемь квадратных километров, является Noor Abu Dhabi. На объекте установлено более 3 миллионов солнечных панелей.

Электростанция была запущена в 2019 году. Завод может производить чистой энергии достаточной для обеспечения 90 тыс. домов и экономит 1 млн тонн выбросов CO₂ в год. Это было достигнуто за счет использования последних технологических инноваций. Также были внедрены более 1400 роботизированных систем очистки,

которые чистят солнечные панели два раза в день для обеспечения оптимальной производительности.

Еще более впечатляющим проектом является строящаяся солнечная фотоэлектрическая станция Al Dhafra мощностью 2 ГВт и возможностью обеспечивать 160 тыс. домов. Расположена она будет примерно в 35 километрах от Абу-Даби.

На заводе внедряется новейшая кристаллическая двухсторонняя солнечная технология, которая будет помогать вырабатывать электроэнергию с максимальной эффективностью. Технология позволит заводу вырабатывать больше энергии за счет использования как передней, так и задней стороны панелей.

Двусторонние солнечные модули компании Jinko Solar побили мировой рекорд по эффективности преобразования двусторонних солнечных модулей, достигнув эффективности 22,5%.

Оснащенный технологией прозрачного заднего листа, двусторонний модуль имеет мощность 1,5 кВт на массив с фиксированным углом наклона 30°.

Высокоэффективная конструкция ячеек модулей включает передовые технологии металлизации, а также собственные технологии компании. Новая технология мозаичной ленты была интегрирована в конструкцию ячейки, чтобы устранить любой зазор между ячейками. Это повышает эффективность и надежность модуля, улучшая его внешний вид.

Ожидается, что проект Al Dhafra Solar PV сократит выбросы CO2 в Абу-Даби более чем на 2,4 миллиона тонн в год. Это эквивалентно удалению с дорог примерно 470 тыс. автомобилей.

Перспективы. По прогнозам рынок солнечной энергии Объединенных Арабских Эмиратов зафиксирует среднегодовой темп роста более 15% в период с 2022 по 2027 год. Из-за пандемии COVID-19 и изоляции крупные разработчики солнечной энергии в стране в течение 2020 года ждали доставки модулей из страны-экспортера солнечных модулей, такой как материковый Китай, которая в том же году была отложена. Такие факторы, как поощрение государственной политики и давление с целью удовлетворения спроса на электроэнергию с использованием

возобновляемых источников энергии для снижения зависимости от ископаемого топлива и уменьшения углеродного следа, вносят значительный вклад в рост рынка.

Геотермальная энергетика

В настоящее время в стране отсутствуют функционирующие установки, использующие геотермальные источники энергии.

Биотопливо

Установленная мощность производства биодизельного топлива составляет 1 Гвт. Топливо поставляется компанией Neutral Fuels – одним из лидирующих производителей биотоплива в ОАЭ, использующего в качестве сырья растительное масло местного производства.

Кроме того, прорабатываются проекты по производству авиационного топлива, изготовленного из водорослей, обильного и масштабируемого ресурса, который можно выращивать и собирать, не затрагивая цепочку поставок продуктов питания.

Есть проекты по использованию биотоплива для трансфера экипажей в аэропортах страны.

Приливная энергетика

В настоящее время в стране отсутствуют действующие ПЭС.

Законодательная база

В 2012 г. вице-президент ОАЭ Мохаммед бин-Рашид-аль-Мактум обнародовал общенациональную программу под лозунгом «Зеленая» экономика для устойчивого развития» (Green Economy for Sustainable Development), которая предусматривала, помимо прочего, и масштабное развитие возобновляемой энергетики.

Важной вехой в развитии возобновляемой энергетики стало принятие ОАЭ в 2017 г. общегосударственной Энергетической стратегии на период до 2050 г. (UAE Energy Strategy 2050).

Энергетическая стратегия предусматривает радикальную диверсификацию энергобаланса, благодаря чему к 2050 г. доля «чистой» электроэнергии в ОАЭ будет составлять уже 50 %. Предполагается, что целых 44 % её будет приходиться

на генерацию из ВИЭ и еще 6 % – на атомную энергетику. Планируется также к 2050 г. снизить на 70 % объем выбросов в атмосферу углекислоты, образующейся при производстве электроэнергии. Необходимо подчеркнуть, что ОАЭ – единственная среди нефтяных монархий региона, которая в рамках увеличения производства «чистой» энергии делает ставку и на развитие атомной энергетики.

2.6 Оценка развития отрасли ВИЭ международными организациями

По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), прогресс в глобальном энергопереходе продолжается ускоренными темпами, что подтверждает ежегодный рост доли ВИЭ-генерации в мировой структуре выработки электроэнергии в мире. Несмотря на энергокризис, ВИЭ-генерация вносит основной вклад в прирост энергомощностей в мире.

Правительства по всему миру предпринимают беспрецедентные шаги для ускорения энергетического перехода и снижения зависимости своих экономик от традиционных источников энергии, устанавливая амбициозные цели по развитию возобновляемой энергетики.

2022 год стал рекордным по объемам вводов объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, в мире: по итогам года введены почти 340 ГВт ВИЭ-генерации (при этом годовой прирост энергомощностей составил 296 ГВт), что увеличило глобальную совокупную установленную мощность ВИЭ-генерации до 3 372 ГВт. Доля ВИЭ-генерации в общем объеме вводов за 2022 год составила 83%.

Наибольший вклад внесли объекты солнечной и ветровой генерации: прирост установленной мощности СЭС составил 192 ГВт (прирост – 22% год к году), ВЭС – 75 ГВт (прирост – 9% год к году). Установленная мощность ГЭС (без учета гидроаккумулирующих станций) приросла за год на 21 ГВт (прирост – 2% год к году), БиоЕС – на 8 ГВт, ГеоЕС – всего на 181 МВт.

Безоговорочным лидером по установленной мощности ВИЭ-генерации по итогам 2022 года является Китай (1 161 ГВт), затем следуют Европейский союз (570 ГВт) и США (352 ГВт).

В совместном докладе IRENA и «Инициативы по климатической политике» (Climate Policy Initiative) отмечается, что, несмотря на многочисленные экономические и geopolитические вызовы, ежегодные инвестиции в ВИЭ продолжили положительную тенденцию, начавшуюся после 2018 года. В 2020 году уровень инвестиций достиг 348 млрд долларов США, что на 5,6% больше, чем в 2019 году. В 2021 году было инвестировано 430 млрд долларов США (на 24% больше, чем

в 2020 году), а в 2022 году инвестиции увеличились еще на 16%, достигнув 499 млрд долларов США²⁵.

Доля ВИЭ в глобальном объеме строительства новой генерации уже превышает 83%. По оценкам МЭА, в следующие два года в мире будет введено в эксплуатацию еще около 1 000 ГВт возобновляемых энергомощностей.

Уже к 2030 году амбициозные планы по энергопереходу прежде всего таких стран, как Китай, Индия, США, страны Европы и Африки, приведут к росту глобального рынка ВИЭ более чем на 100% относительно текущих показателей.

Дополнительным стимулом делать ставки на возобновляемую энергетику станет параллельный тренд по электрификации транспортного сектора и развития водородной энергетики. Так, ускоренное распространение электромобилей, по разным оценкам, к 2030 году будет формировать до 4% глобального спроса на электрическую энергию. Ввиду необходимости соблюдения принципов целостности концепции комплексного низкоуглеродного развития обеспечиваться данный дополнительный спрос должен именно за счет безуглеродных источников энергии, прежде всего ВИЭ.

²⁵ По данным годового обзора отрасли ВИЭ Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ)

III. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВИЭ В ЕАЭС, ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ ВИЭ

3.1 Республика Армения

Общая установленная мощность генерирующих источников Армении в 2022г. составляла 3920.4 МВт, включая:

- ААЭС – 472.0 МВт,
- ТЭС – 1813.3 МВт,
- ГЭС (выше 30 МВт) – 979.6 МВт,
- ВИЭ (в т.ч. ГЭС 30 МВт и ниже) - 656.1 МВт.

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».

В 2023 году общая установленная мощность генерирующих источников энергии Армении составила 3,5 ГВт²⁶, объем производства электроэнергии – 8,9 млрд кВт·ч, потребления – 6,4 млрд кВт·ч. (по состоянию на 2022 год).

Стратегия развития (до 2040 года) энергетической отрасли и план-график по обеспечению ее реализации утверждены решением Правительства Республики Армения N 48-Л от 14 января 2021г.

Основными приоритетами развития энергетической отрасли Республики Армения являются:

- 1) Максимальное использование потенциала возобновляемой энергетики.

Целью Правительства Республики Армения является дальнейшее стимулирование условий для развития солнечной энергетики с обеспечением к 2030г. долевого участия производства электроэнергии на солнечных станциях до 15% (или 1.8 млрд кВтч) от общего производства. Для достижения такого показателя

²⁶ По данным Исполнительного комитета Электроэнергетический Совета СНГ, 2022 год

необходимо строительство солнечных станций, в том числе автономных, мощностью около 1000 МВт.

Учитывая тенденции развития солнечных технологий и располагаемых местных ресурсов, ожидается опережающее развитие солнечных электростанций по сравнению с прочими типами возобновляемых технологий. При этом, должны учитываться ограничения, связанные с обеспечением требований электроэнергетической системы к показателям надежности и безопасности.

2) Освоение потенциала энергосбережения.

Значительный потенциал энергосбережения существует во всех отраслях экономики Армении – транспорт, промышленность, многоквартирные дома, финансируемый из бюджета государственный сектор, топливно-энергетический комплекс и т.д. Основная политика Правительства по освоению этого потенциала будет направлена на реализацию институциональных реформ, основное содержание которых должно быть сосредоточено на привлечении инвестиций в энергосбережение, развитие возобновляемой энергетики, повышение энергетической безопасности, обеспечение экологических требований.

3) Развитие атомной энергетики (продление проектной сроки службы эксплуатации 2-го блока ААЭС и строительство нового энергоблока).

С точки зрения «зеленой» энергетики атомная энергетика является чистой декарбонизированной энергетикой. Развитие атомной энергетики также является важнейшим фактором с точки зрения обеспечения энергетической безопасности и независимости страны.

4) Региональное сотрудничество и программа строительства транспортного коридора Север-Юг.

Для формирования электроэнергетической системы регионального значения необходима реализация программы строительства транспортного коридора Север-Юг, а именно, строительство линий электропередачи и инфраструктур Армения-Иран и Армения-Грузия. Одним из основных преимуществ реализации указанной программы является повышение надежности и безопасности электроэнергетической системы Армении.

5) Поэтапная либерализация электроэнергетического рынка.

Стратегия Правительства Республики Армения предусматривает переход электроэнергетического рынка Армении к новой либерализированной модели, которая на начальном этапе сохранит ряд ограничений для развертывания полномасштабной конкуренции. Тем не менее, вектор реформ будет направлен на полную либерализацию, учитывая процесс формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Согласно Стратегии Правительства Республики Армения, с 1 февраля 2022г. был осуществлен переход на новую модель электроэнергетического оптового рынка с применением вновь разработанной «Программы управления рынком», которая на начальном этапе сохранит ряд ограничений для развертывания полномасштабной конкуренции.

Стратегической Программой предписывается сооружение следующих объектов генерации электроэнергии:

комплекс солнечных (в основном фотоэлектрических) станций, суммарной мощностью ~ 1000,0 мВт. и ежегодным производством до 1,6 млрд. кВтч электроэнергии;

комплекс ветряных электростанций, суммарной мощностью ~ 500,0 мВт и ежегодным производством до 0,2 млрд. кВтч электроэнергии;

комплекс малых гидроэлектростанций, суммарной мощностью ~ 400,0 мВт и ежегодным производством до 0,2 млрд. кВтч электроэнергии;

два парогазовых энергоблока (на базе Ереванской ТЭЦ), суммарной мощностью ~ 450,0 мВт и ежегодным производством до 2,0 млрд. кВтч электроэнергии. В 2021 году введена в эксплуатацию новая парогазовая электростанция, мощностью 250 МВт.

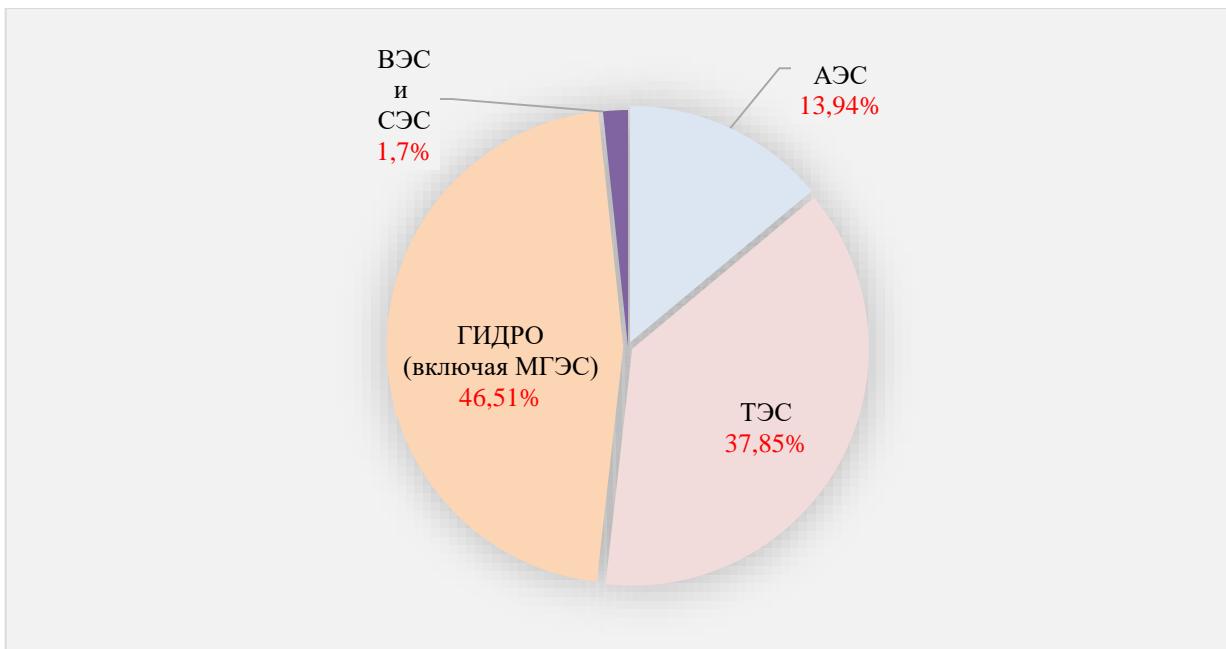


Рис. 14 Установленная мощность генерирующих источников электрической энергии в Республике Армения, в %

Источник: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, 2021 год

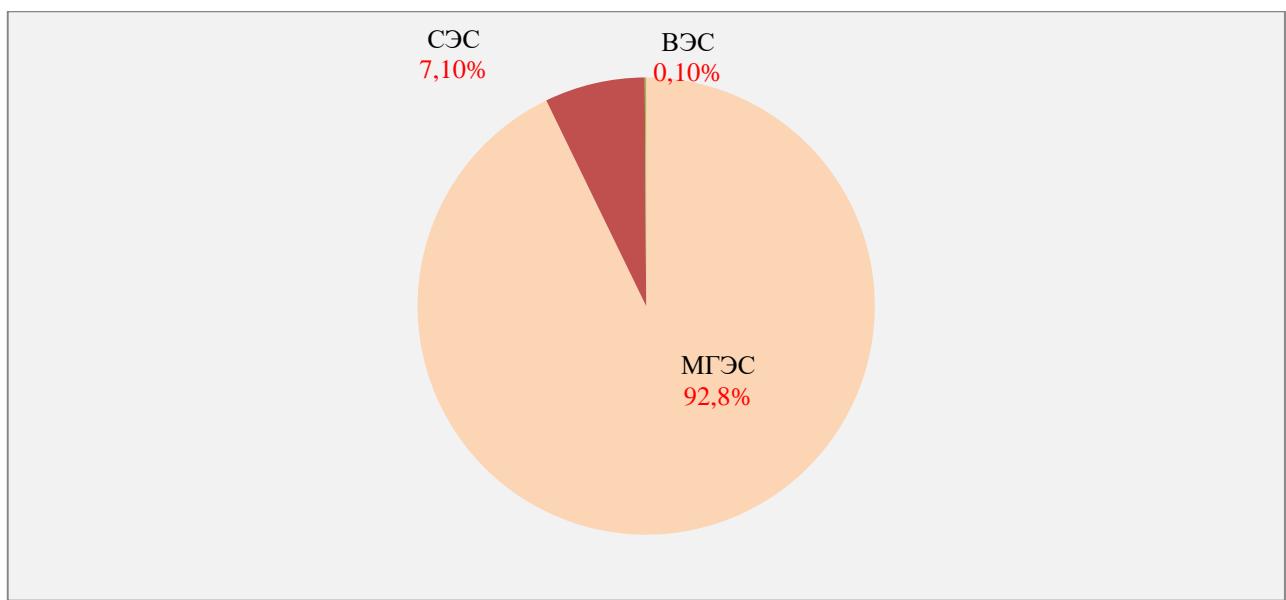


Рис. 15 Соотношение типов ВИЭ в Республике Армения (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, 2021 год

Малая гидроэнергетика

В Армении практически нет ископаемых энергетических ресурсов и собственными источниками энергии считаются водные ресурсы. Потенциал водных

энергоресурсов Армении оценивается в 21,8 млрд кВт·ч, в том числе крупные и средние реки – 18,6 млрд кВт·ч, малые реки – 3,2 млрд кВт·ч.

Реки Армении относятся к бассейну Каспийского моря – все они в основном являются разного рода притоками реки Куры. Из них выделяются только те реки, которые впадают в озеро Севан, вытекающие сюда из граничащих горных склонов. 73,5% территории Армении составляет бассейн реки Аракс. В Армении имеется более 200 рек, каждая длиной 10 км и более. Наибольшим энергетическим потенциалом оснащены вытекающая из озера Севан река Раздан, а также реки Аракс, Воротан и Дебет.

Малые гидроэлектростанции обеспечивают порядка 89,8% возобновляемых источников энергии Армении и 10,5% общего объема производства электроэнергии в стране по итогам 2021 года (без учета 2 крупных ГЭС каскадов).

Большинство МГЭС являются станциями деривационного типа на естественных водотоках. По состоянию на 1 января 2023 года в эксплуатации находятся 189 МГЭС общей установленной мощностью в 389,24 МВт.

Перспективы. По состоянию на 1 января 2023 года в соответствии с предоставленными лицензиями на стадии строительства находятся еще 21 МГЭС с проектной суммарной мощностью около 75,5 МВт.

Существующие проблемы в отрасли. Большинство малых ГЭС, построенных на реках республики, являются каскадами, в которых вода, выходящая из труб МГЭС, попадает в водовод следующей малой ГЭС. Вследствие чего, нагрузка на реки (соотношение деривации к длине реки) увеличивается и составляет для таких рек как Егегис – 52%, Каракая – 70 %, Айсаса – порядка 50%, Артабуйнк – 20%.

Ветроэнергетика

Согласно экспертным оценкам, ветроэнергетический потенциал Армении оценивается в 450 МВт суммарной установленной мощности и с выработкой электроэнергии в 1,26 млрд кВт·ч/год²⁷. В Армении в настоящее время действуют 4 ветроэлектростанции с установленной мощностью 4,23 МВт.

²⁷ По данным Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, 2021 год

Перспективы. По разным данным в настоящее время продолжаются исследования на предмет строительства новых ветровых электростанций в республике. Основными перспективными местностями являются: Зодский перевал, Пушкинский и Карабачский перевалы, Джаджурский перевал, Гегамский горный массив, Севанский перевал, Апаранский район, Высокогорный массив между Сисианским и Горисским районами, а также Мегрийский район.

По информации Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армении, в рамках принятой 18 января 2021 года «Стратегической программы развития энергетической сферы до 2040 года» в стране до 2030 года планируется построить ветряные станции мощностью до 500 МВт.

Существующие проблемы в отрасли.

На текущий момент строительство ветроэлектростанций в Республике Армения малопривлекательно для частного бизнеса, поскольку на первых порах носит глубоко убыточный характер. Изначально стоимость электроэнергии, получаемой от ветряков, достаточно высока, а по пути до конечного потребителя эта цифра возрастает в разы. Вынужденные высокие затраты и малые объемы производства не позволяют хозяевам малых ВЭС преодолеть минимальный порог доступа на конкурентный розничный рынок электроэнергии. Не имея собственного производства ветряков, Республика будет вынуждена их импортировать. Кроме того, темп развития ветроэнергетической отрасли будет напрямую коррелировать с развитием в Республике мощностей малой гидроэнергетики и солнечной энергии.

Солнечная энергетика

Армения располагает значительным потенциалом солнечной энергии. Среднегодовое значение притока солнечной энергии на 1 кв. м горизонтальной поверхности составляет 1,7 тыс. кВт·ч. Четвертая часть территории Республики располагает ресурсами солнечной энергии с интенсивностью не менее 1,8 тыс. кВт·ч/кв.м в год. Вместе с тем территория страны не является однородной с точки зрения доступной солнечной энергии: разница между количеством солнечной энергии, достигающей земли в разных местах страны, может составлять до 20% в летнее время и 50% в зимнее время.

В настоящий момент в стадии реализации находятся проекты по строительству новых солнечных электростанций, мощностью 55 МВт Масрик-1 и 200 МВт Айг-1.

По состоянию на 1 января 2023 года в Армении функционирует 60 солнечных станций мощностью 204,8 МВт и ведется строительство солнечных станций установленной мощностью 198,2 МВт. В энергосистеме функционировали 10282 автономных солнечных установок, суммарной установленной мощностью до 196.87 МВт.

Перспективы. По информации Министерства территориального управления и инфраструктуры Республики Армения, в рамках принятой 18 января 2021 года «Стратегической программы развития энергетической сферы до 2040 года» республика планирует до 2030 года построить солнечные станции мощностью до 1000 МВт. Предполагается, что данные установки смогут обеспечить 15% потребностей страны в электроэнергии.

Особенно перспективным является использование водогрейных систем и теплоснабжения в индивидуальных домохозяйствах. Также в настоящее время динамично развивающимся сектором энергетики в республике является автономное производство энергии.

Существующие проблемы в отрасли.

- недостаточность собственного производства солнечных фотоэлектрических установок, необходимость импорта оборудования;
- наличие проблем с технологическим присоединением к общей электрической сети;
- решение вопроса аккумулирования получаемой энергии для избежания прерывистости в подаче электроэнергии конечным потребителям.

Возможные пути решения.

На текущий момент в Республике Армения имеется вся необходимая законодательная база для развития солнечной энергетики. Вопрос развития солнечной энергетики в республике будет напрямую увязан с развитием мощностей малой энергетики, уровнем частно-государственного партнерства, а также реконструкцией существующей распределительной сети.

Геотермальная энергетика

В настоящее время действующие объекты геотермальной энергетики в Республике Армения отсутствуют. Потенциальные источники геотермальной энергии есть также в Джермахбюре, Гридзоре и на границе Армении с Грузией.

Биотопливо

В настоящее время в Республике Армения построены, но не функционируют на постоянной основе два биогазовых предприятия: Нубарашенское предприятие для переработки твердых отходов муниципальной свалки и Луса-Кертское предприятие для переработки отходов одноименной птицефабрики.

Помимо этого, Министерством охраны окружающей среды разрабатываются программы по развитию рынка биотоплива в республике, которые предусматривают замену использования древесины на брикеты и пеллеты из биомассы.

Меры поддержки

В Республике Армения созданы законодательно закрепленные механизмы для стимулирования использования ВИЭ, сформирована тарифная политика, которая также способствует привлечению инвестиций в развитие возобновляемой энергетики. В 2015-2018 годах в Республике Армения приняты необходимые законодательные акты для поощрения деятельности широких кругов автономных энергопроизводителей.

Основными механизмами поддержки проектов ВИЭ, применяемыми в Республике Армения, являются гарантия обязательной покупки электроэнергии и поощрительная система тарифов. Согласно закону Республики Армения «Об энергетике» установлена обязательная гарантия покупки электроэнергии для малых гидроэлектростанций и других электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ветер, солнечная энергия, геотермальная энергия, биомасса), имеющих лицензию на выработку электроэнергии (мощности) на период соответственно в 15 и 20 лет с момента вступления в силу первого решения об установлении тарифов на электроэнергию, произведенную на этих станциях. Важно отметить, что первое решение об установлении тарифа, которое является основанием для начала периода обязательной закупки электроэнергии, касается станции (а не

компании) и, следовательно, изменение владельца станции и другие факторы (включая реконструкцию электростанций) не могут быть основанием для продления гарантийного срока покупки электроэнергии. Что касается тарифного регулирования сферы ВИЭ, то согласно методике, утвержденной постановлением КРОУ Республики Армения № 207Н от 4 мая 2007 г. (с дальнейшими изменениями постановлениями КРОУ № 88Н от 22 апреля 2015 г. и № 520-Н от 29 ноября 2022 г.) в Республике Армения действует система фиксированных тарифов для станций, использующих ВИЭ с соответствующими механизмами ежегодной корректировки. В частности, в соответствии с принятой политикой регулирования, установленные фиксированные (базовые) тарифы для каждого типа малых ГЭС и других станций, использующих ВИЭ, ежегодно корректируются с учетом инфляции и изменения обменного курса армянского драма по отношению к доллару США.

Важно отметить, что вышеприведенная методика применима к солнечным электростанциям с мощностью до 5 МВт и для станций с мощностью до 1 МВт, которые построены муниципальными некоммерческими организациями, а также для ветряных электростанций и электростанций, работающих на биомассе, с мощностью до 30 МВт. Для солнечных электростанций с мощностью более 5 МВт, для ветряных электростанций и для электростанций, работающих на биомассе, с мощностью выше 30 МВт правила лицензирования, утвержденные постановлением КРОУ Республики Армения от 1 ноября 2013 года № 374Н, предусматривают выдачу лицензии на производство электроэнергии, но тариф устанавливается на основе соглашения государственно-частного партнерства (ГЧП). Более того, в рамках Закона «О государственно-частном партнерстве» контракты о ГЧП заключаются с юридическим лицом, учрежденным победителем конкурса, а тариф, как необходимое условие сделки, определяется по результатам конкурса.

Законодательная база

Закон «Об энергетике» ЗО-148, дата вступления в силу 01.04.2001 г.

Закон был принят 7 марта 2001 года. Он регулирует отношения между органами государственной власти, юридическими лицами энергетического сектора, работающими в рамках этого закона и потребителей электроэнергии, тепловой

энергии и природного газа в Республике Армения. Закон является основой для регулирования энергетического сектора и институциональной структуры. Согласно Закону Комиссия по регулированию энергетики Армении (КРЭА) является независимым регулятором.

Закон «О лицензировании» ЗО-193, дата вступления в силу 08.08.2001 г.

Закон «Об органе по регулированию общественных услуг» ЗО-18-Н, дата вступления в силу 14.02.2004 г.

Закон об энергосбережении и возобновляемых источниках энергии- ЗО-122-Н, дата вступления в силу 25.12.2004 г.

«Программа по энергосбережению и возобновляемой энергетике на 2022-2030 гг.» была утверждена решением Правительства РА №398-Л от 24 марта 2022 г. В программе рассмотрены вопросы обеспечения необходимого уровня энергетической надежности и безопасности, усиления экономической и энергетической независимости, стимулирования создания новых производственных мощностей и услуг для развития энергосбережения и возобновляемой энергетики, а также снижения отрицательного влияния техногенных факторов на окружающую среду и здоровье человека. Согласно постановлению правительства РА №48-Л от 14 января 2021 года с 1 февраля 2022 года был осуществлён переход на новую модель электроэнергетического оптового рынка с применением вновь разработанной «Программы управления рынком».

Рынок электроэнергии Армении до 01.02.2022г. регулировался в соответствии с положениями закона РА об “Энергетике” и правилами торговли рынка электроэнергии, утвержденными постановлениями КРОУ РА. Согласно этим правилам, модель рынка электроэнергии соответствовал модели с единым покупателем. Единым покупателем и поставщиком электроэнергии являлся ЗАО “Электрические сети Армении”, который одновременно является распределительной компанией.

Вступившие в силу с 1 июля 2018 года поправки в Закон «Об энергетике» заложили правовую основу для поэтапной либерализации рынка электроэнергии, перехода на новую модель, предусматривающую введение конкурентных

механизмов в нерегулируемой части рынка, обеспечивая беспрепятственный выход на рынок новых участников, стимулируя региональную торговлю. В контексте указанных изменений законом предусмотрено изменение структуры как оптового, так и розничного рынка электроэнергии, то есть выход на рынок новых участников, гармонизация прав и обязанностей действующих участников с правилами свободного рынка. Таким образом, на основании требований закона была разработана новая модель рынка электроэнергии и внедрены новые инструменты регулирования рынка, меры ответственности на внутренних рынках производства и потребления, и другие основополагающие принципы, опирающиеся как на передовую международную практику, так и на защиту прав потребителей.

Решениями комиссии от 25 декабря 2019 года № 516-Н и № 518-Н утверждены торговые правила оптового рынка электроэнергии РА и типовая форма договора (оферты) оптового рынка, что создало соответствующие правовые и экономические предпосылки для либерализации рынка электроэнергии и внедрению конкурентных рыночных составляющих, в том числе внедрение услуги балансирования электроэнергии, тарифного регулирования и ценообразования на отдельных сегментах оптового рынка электроэнергии.

Согласно план-графику, обеспечивающему реализацию стратегического плана развития энергетического сектора Республики Армения (до 2040 года), утвержденным приложением 2 к постановлению Правительства РА № 48-Л от 14 января 2021 года), переход на новую модель оптового рынка электроэнергии в полном объеме произошел с 1 февраля 2022 года. Однако, исходя из того, что указанная реформа достаточно сложна и радикальна, содержит серьезные риски как в плане реализации, в целях осуществления плавного перехода к более либеральной модели были установлены переходные положения для первого года работы рынка. Вышеуказанные регламенты были направлены, с одной стороны, на сектор производства электроэнергии, чтобы позволить участникам рынка адаптировать свое поведение к новой модели рынка (почасовой учет и ответственность), предотвратив возможные риски банкротства, а с другой стороны, позволить крупным игрокам в сфере потребления воспользоваться преимуществами, предоставляемыми рынком,

одновременно сводя к минимуму негативное влияние, особенно на группу потребителей, нуждающихся в защите, а именно на население.

В результате до 1 февраля 2022 года правила торговли оптового рынка электроэнергии вводились в действие поэтапно с внесением соответствующих изменений в соответствующие правовые акты Комиссии, связанные с либерализацией рынка в целях обеспечения плавного перехода от рыночной модели к конкурентной, а также с учетом проблем, зафиксированных в результате запуска программы управления рынком и проведенных с участниками оптового рынка обсуждений. В условиях поэтапного перехода на конкурентную модель рынка электроэнергии, начиная с 1 февраля 2022 года, Комиссией осуществляется также мониторинг оптового рынка электроэнергии, направленный на выявление возможных препятствий на рынке в переходный период (в том числе проблем, вызванных факторами, не зависящими от участников рынка) и принятие мер, направленные на их устранение.

В целом, в Республике Армения созданы оптимальные условия для внедрения ВИЭ – максимально упрощен лицензионный режим, а также предусмотрено освобождение от ряда налогов.

3.2 Республика Беларусь

Установленная мощность Объединенной энергетической системы Республики Беларусь составляет 11,3 ГВт²⁸. Объем выработки электрической энергии составляет 41,2 млрд кВт·ч, потребление – 40,3 млрд кВт·ч²⁹.

В соответствии с Концепцией развития электrogенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года (Приложение к постановлению Министерства энергетики Республики Беларусь от 25 февраля 2020 № 7) к 2030 году производство электрической энергии системами ВИЭ должно составить 2,1 млрд кВт·ч (в 2020 году – 1,2 млрд кВт·ч).

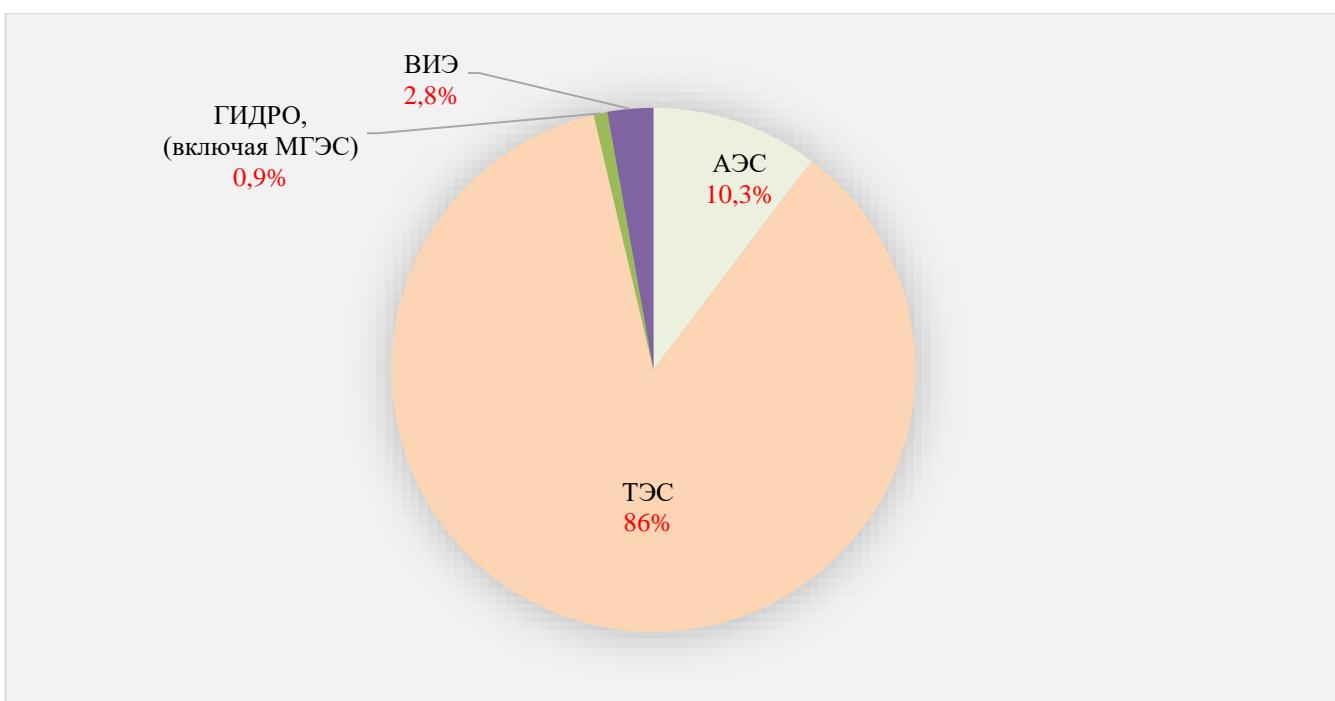


Рис. 16 Установленная мощность генерирующих источников электрической энергии в Республике Беларусь, в %

Источник: Сборник «Энергетический баланс» Национального статистического комитета Республики Беларусь, Минск, 2021 год

²⁸ По данным Сборника «Энергетический баланс» Национального статистического комитета Республики Беларусь, Минск, 2021 год

²⁹ По данным Евразийской экономической комиссии, 2022 год. <https://eec.eaeunion.org/>

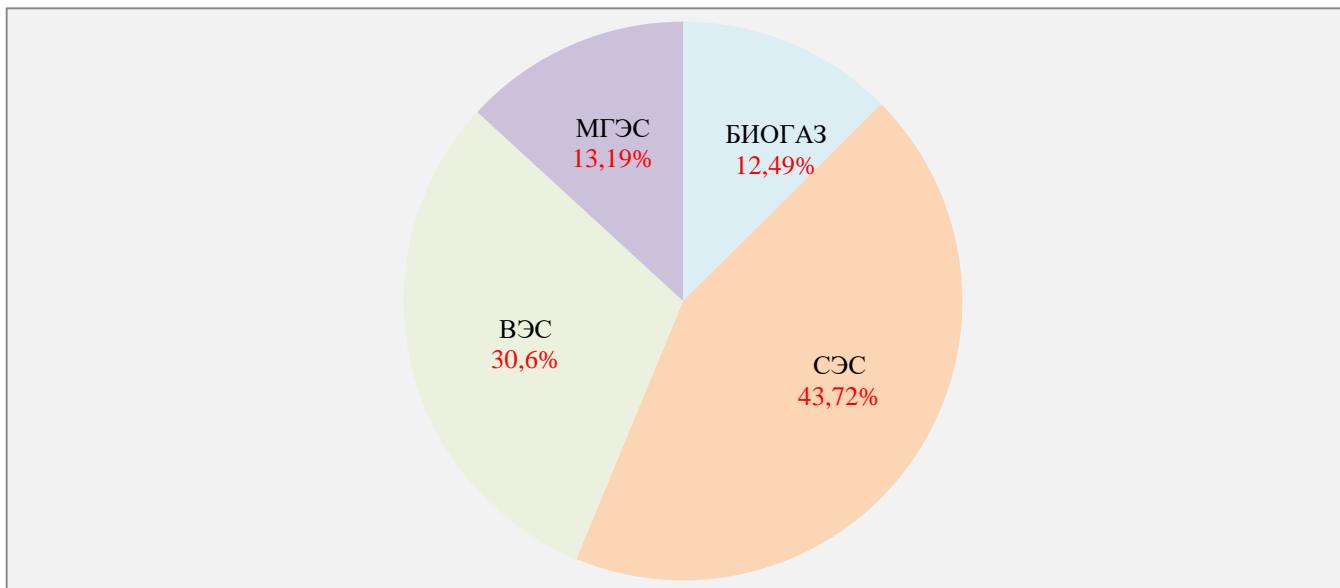


Рис.17 Соотношение типов ВИЭ в Республике Беларусь (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Сборник «Энергетический баланс» Национального статистического комитета Республики Беларусь, Минск, 2021 год

Малая гидроэнергетика

По экспертным оценкам, теоретический потенциал гидроэнергоресурсов Республики Беларусь составляет около 7,5 млрд кВт-часов, технический потенциал – 2,5-3,0 млрд кВт·ч/год. Этот технически доступный сегодня ресурс, однако, использован он пока менее чем на 10%. В настоящее время в Республике Беларусь самой крупной является Витебская ГЭС мощностью 40 МВт. Все остальные 53 гидроэлектростанций подпадают под категорию «малых». Это объясняется преимущественно равнинным рельефом страны и отсутствием перепада высот для создания необходимого напора воды.

Больше всего малых ГЭС эксплуатируется на Вилейско-Минской водной системе, а также на гидроузлах Вилейского водохранилища. Ряд мини-ГЭС работают на насосной станции № 6 и на водохранилище ТЭЦ-2.

Перспективы. На 267 средних и малых реках страны определено 1170 перспективных площадок, на которых возможно построить малые гидроэлектростанции. Особое внимание уделено проектно-изыскательским работам на предмет возможности строительства мини- и микро-ГЭС (от 17 кВт·ч до 110 КВт·ч) в Витебской, Гродненской и Могилевской областях, что обусловлено

нахождением в их границах участков рек бассейнов Западной Двины, Немана и Днепра, представляющих в Беларуси наибольшую энергетическую ценность.

Существующие проблемы в отрасли.

- работа малых гидроэлектростанций в Беларуси носит сезонный характер, что требует наличия постоянно функционирующих дублирующих источников энергии, поэтому малые ГЭС имеют преимущественно локальное значение;
- равнинный характер местности;
- изменение качества воды, гидрологический и температурный режимы водотоков в результате работы МГЭС;
- изменение берегового контура местности;
- высокая стоимость оборудования, малая локализация производства;
- нестабильная гидрологическая обстановка;
- долгие сроки окупаемости;
- отсутствие гидроаккумулирующих станций.

Возможные пути решения.

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы, особое внимание следует уделить строительству микро - и мини-ГЭС, которые в значительно меньшей степени оказывают нагрузку на экосистему, в большей мере способствуя сохранению природного ландшафта.

Ветроэнергетика

Для Республики Беларусь характерны континентальные ветры со средней скоростью 4–6 м/с, поэтому при выборе площадок ветроэнергетических установок требуется специальные исследования и тщательная проработка технико-экономических обоснований по их внедрению.

Ветроэнергетический потенциал Беларуси, технологически возможный для использования выпускаемыми ветроэнергетическими установками при среднегодовой скорости ветра 5,7 м/с составляет 15,6 млрд кВт·ч.

На 1 января 2022 года в республике функционировало 103 ветроэнергетических установок (ВЭУ), установленной электрической мощностью 113,4 МВт.

В 2019 году ВЭУ было выработано 175 млн кВт·ч, в 2020 году – 194 млн кВт·ч.

По количеству и установленной мощности лидирующие позиции занимает Могилевская область, где расположено 57 ВЭУ мощностью 62,6 МВт, составляющие более 60% от общего числа установок, использующих ВИЭ.

Помимо этого, наиболее крупные ветроэнергетические установки в Беларусь действуют в Лиозненском районе Витебской области (мощность – 3,49 МВт), в Мстиславском районе Могилевской области (3,4 МВт), ветроэнергетическая станция в Новогрудненском районе Гродненской области (9 МВт), Минской и Витебской областях (по 1 МВт) соответственно.

Перспективы. В настоящее время перспективным следует считать использование автономных ветроэнергетических и ветронасосных установок малой мощности, в основном в сельскохозяйственном секторе.

Одним из направлений использования ветроэнергетических установок в Республике Беларусь на ближайшую перспективу будет их применение для привода насосных станций небольшой мощности и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве. Эти области применения характеризуются минимальными требованиями к качеству электрической энергии, что позволяет упростить и удешевить производство ветроэнергетических установок.

В Беларусь определены 22 перспективных района для развития ветроэнергетики, на территории которых можно установить около 2 тыс. ветроэнергетических установок (ВЭУ), наиболее крупные планируются к размещению в Гродненской, Витебской и Минской областях.

Существующие проблемы в отрасли.

- высокая стоимость импортируемого оборудования;
- длительные сроки окупаемости;
- недостаточная урегулированность финансовых отношений между государственными энергетиками и частными фирмами, получающими энергию из альтернативных источников.

Возможные пути решения.

Дальнейшее развитие ветряной энергетики в Республике Беларусь будет напрямую зависеть от стабильной работы мощностей, получающих энергию из ископаемых источников, а также развития ядерной энергетики и солнечной энергетики.

Для удешевления использования ветряной энергетики необходимы налаживание производства собственного оборудования с полной локализацией, изменения в работе распределительной электросети, урегулирование финансовых отношений между государственными и частными поставщиками энергетики. Отдельно нужно ставить вопрос о налаживании собственного производства энергоаккумулирующих мощностей.

Солнечная энергетика

Согласно данным наблюдений среднесуточный уровень солнечной инсоляции в Республике Беларусь составляет 2,86 кВт·ч на квадратный метр.

На конец 2021 года в стране построено 83 солнечных электростанций установленной электрической мощностью 272,5 МВт, крупнейшая из которых находится в Чериковском районе Могилевской области мощностью 109 МВт». Также крупными станциями являются Речицкая мощностью 56 МВт, Сморгоньская – 17 МВт и «Солар Стим» в Ельском районе – 14,3 МВт. В 2020 году было выработано 179 млн кВт·ч, в 2021 году – 170 млн кВт·ч.

Перспективы. По информации НАН Беларуси потенциал солнечной энергии, технически возможный для преобразования в электроэнергию, рассчитанный исходя из площади неиспользуемой земли и КПД современных панелей (0,16) составляет 609,84 млрд. кВт·ч, что значительно превышает объем потребления электроэнергии в стране.

Экономически обоснованный потенциал солнечной энергетики в Беларуси будет расти, что связано с удешевлением технологического оборудования для СЭС, а также по мере поиска новых площадок для размещения солнечных панелей и распространения на них преференциальных условий ведения хозяйствования

Существующие проблемы в отрасли.

- высокая стоимость импортируемого оборудования;
- длительные сроки окупаемости;
- недостаточная урегулированность финансовых отношений между государственными энергетиками и частными фирмами, получающими энергию из альтернативных источников;
- работа солнечных электростанций в Беларусь носит лишь сезонный характер (эффективно лишь с апреля по сентябрь), а в осенне-зимний период их выработка падает.

Возможные пути решения.

Дальнейшее развитие солнечной энергетики в Республике Беларусь будет напрямую зависеть от стабильной работы мощностей, получающих энергию из ископаемых источников, а также ядерной энергетики.

В любом случае для удешевления использования солнечной энергетики необходимо налаживание производства собственного оборудования, изменения в работе распределительной электросети, урегулирование финансовых отношений между государственными и частными поставщиками энергетики. Отдельно нужно ставить вопрос о налаживании собственного производства энергоаккумулирующих мощностей.

Геотермальная энергетика

Ресурсы подземного тепла в Беларуси имеются везде, однако они существенно зависят от особенностей геологического строения каждого конкретного региона. Так, в республике обнаружены две территории в Гомельской и Брестской областях с запасами геотермальных вод плотностью более 2 т усл. т./ на кв.м и температурой 50°C на глубине 1,4-1,8 км и 90-100°C на глубине 3,8-4,2 км. Но температурные условия недр территории республики изучены недостаточно. Большая глубина залегания термальных вод, сравнительно низкая их температура, высокая минерализация и низкий дебет скважин (100-1150 куб.м/сутки) осложняют более масштабное использование термальных вод республики в качестве заслуживающего внимания источника энергии.

По состоянию на 2019 год в Беларуси было почти 300 геотермальных тепловых насосных установок с установленной мощностью около 13 МВт, которые в основном использовались для отопления помещений и горячего водоснабжения в частном жилом секторе и учреждениях здравоохранения.

Наиболее крупной является опытная pilotная геотермальная станция мощностью 1 МВт на территории тепличного комплекса «Берестье» Брестского района. Основное ее назначение – обогрев 1,5-2 га теплиц хозяйства. Далее следуют:

- геотермальная установка по отоплению крупной канализационной станции, Минского района, мощностью 350 кВт;
- геотермальная установка по отоплению пограничного и таможенного перехода на Украину (Новая Рудня) Ельского района Гомельской области мощностью 273 кВт.

Перспективы. В настоящее время существует несколько проектов по развитию геотермальных станций в других регионах республики, но все они остаются на стадии разработки.

Производство биогаза

Сельское хозяйство Беларуси ежегодно дает 30 млн. кубометров стоков, которые необходимо утилизировать. По экспертным данным, биогазовый потенциал Беларуси составляет 4 млрд. кубометров биогаза – это около 800 МВт электрической мощности. По данным Государственного кадастра возобновляемых источников энергии за 2021 год в Республике Беларусь действовали 38 установок по производству биогаза общей электрической мощностью около 48 МВт.

Действующие в Республике Беларусь установки по производству биогаза

Область	Количество	Установленная мощность (МВт)
Минская	17	23,14
Брестская	9	10,75
Могилевская	3	7,73
Гродненская	4	3,24
Витебская	3	1,96

Источник: Энергетический баланс Республики Беларусь. Издание «Национального статистического комитета Республики Беларусь», г. Минск, 2021 год.

Преимущества использования в Республике Беларусь биогазовых установок:

- богатая, постоянно пополняемая сырьевая база;
- эффективная и экологичная переработка отходов;
- покрытие расходов на собственные нужды на предприятии.

Перспективы. Использование энергопотенциала отходов

сельскохозяйственного производства Беларуси позволило бы обеспечить экономию 3,87 млн. т.у.т. в год. Если говорить о выращивании в Беларуси биомассы для энергетических целей, то для этого хорошо подходят природно-климатические условия Гомельской области. Здесь самый продолжительный в стране вегетационный период (191-209 дней), достаточное годовое количество осадков (550-650мм), а также имеется около 300 тыс. га свободных залежных земель. В биоэнергетике можно использовать также невостребованную биомассу (солому, ботву и др.).

Кроме того, перспективным направлением является использование древесной биомассы (древесные пеллеты, древесная щепа) в качестве ВИЭ.

Существующие проблемы в отрасли.

– более высокая себестоимость единицы энергии;

- отсутствие комплекса адаптированных для Беларуси технологий, которые позволяют извлечь максимум энергии от различных видов биологического сырья.

Возможные пути решения.

При проектировании биогазового комплекса следует предусматривать его меньшую мощность по сравнению с прогнозируемым объемом сырья. В случае неверного расчета нужного объема сырья, можно получить недозагрузку комплекса (именно это и произошло на самом мощном биогазовом комплексе в СПК «Рассвет», который из-за нехватки сырья загружен только наполовину). Также требуется разработка комплекса адаптированных для Беларуси оборудования и технологий для извлечения энергии из различных видов биологического сырья.

В настоящее время установление и выдача квот на строительство комплексов ВИЭ приостановлены до 1 января 2024 года ввиду принятого постановления Совета Министров Республики Беларусь от 03 ноября 2021 года № 626, разработанного Министерством энергетики Республики Беларусь.

Меры поддержки

В целях совершенствования государственной политики в сфере использования ВИЭ и повышения энергетической безопасности принят Указ Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. №357 «О возобновляемых источниках энергии», согласно которому создание установок по использованию ВИЭ осуществляется:

в пределах квот для продажи энергоснабжающим организациям энергии, выработанной такими установками, с учетом применения стимулирующих коэффициентов;

вне квот - при намерениях юридических лиц и индивидуальных предпринимателей осуществлять производство электрической энергии исключительно в целях энергетического обеспечения своей хозяйственной деятельности.

Электроэнергия, произведенная установками по использованию ВИЭ, приобретается республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики у юридических лиц и индивидуальных предпринимателей на условиях заключенных договоров.

Тарифы на энергию, производимую из ВИЭ и приобретаемую унитарными предприятиями электроэнергетики, устанавливаются на уровне тарифов на электрическую энергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА с применением дифференцированных коэффициентов.

Размеры коэффициентов, применяемых при установлении в соответствии с законодательством тарифов на электрическую энергию, произведенную из ВИЭ и приобретаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики, дифференцируются в зависимости от вида ВИЭ, электрической мощности,

фактического срока службы оборудования установок по использованию ВИЭ на дату ввода указанных установок в эксплуатацию, а также иных параметров данных установок.

Электрическая энергия, произведенная установками по использованию ВИЭ, создание которых осуществляется в пределах квот, приобретается с применением коэффициентов, утверждённых постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 г. № 73 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии», и отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики, при условии:

соблюдения заявленных претендентами сроков создания установок по использованию возобновляемых источников – на уровне заявленных претендентами при распределении квот размеров в течение 10 лет с даты ввода таких установок в эксплуатацию;

превышения заявленного претендентом срока создания установок по использованию возобновляемых источников энергии – на уровне действующих повышающих коэффициентов на дату ввода этих установок в эксплуатацию, но не выше заявленного претендентом размера в течение срока, уменьшенного на период несоблюдения заявленного претендентом срока ввода в эксплуатацию указанных установок.

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии»:

электрическая энергия, произведенная установками, которые введены в эксплуатацию до 20 мая 2015 года, или создание которых осуществляется на основании заключенных и зарегистрированных до указанной даты инвестиционных договоров с Республикой Беларусь, приобретается в течение 10 лет с применением повышающих коэффициентов, действующих до 20 мая 2015 года;

электрическая энергия, произведенная установками, создание которых осуществляется, (осуществлено) в пределах квот, распределенных до 1 ноября 2019 года, приобретается республиканскими унитарными предприятиями

электроэнергетики с применением повышающих коэффициентов, а в пределах квот, распределенных после этой даты, – с применением коэффициентов, стимулирующих использование ВИЭ.

Законом Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии» с 1 июня 2022 года приостановлено применение повышающих коэффициентов к тарифам на электрическую энергию от ВИЭ для всех установок вне зависимости от условий их создания.

Законодательная база

Директива Президента Республики Беларусь «О приоритетных направлениях укрепления экономической безопасности государства» от 14 июня 2007 года.

Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 года № 204-З «О возобновляемых источниках энергии».

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394 «Об утверждении Правил электроснабжения».

Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 08 января 2015 года № 239-З.

Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь от 23 декабря 2015 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 06.08.2015 № 662 «Об установлении и распределении квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии» (вместе с «Положением о порядке установления и распределения квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии», «Положением о Республиканской межведомственной комиссии по установлению и распределению квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии»).

Государственная программа «Энергосбережение» на 2021-2025 годы.

Закон Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии».

Указ Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии».

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 г. № 73 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии».

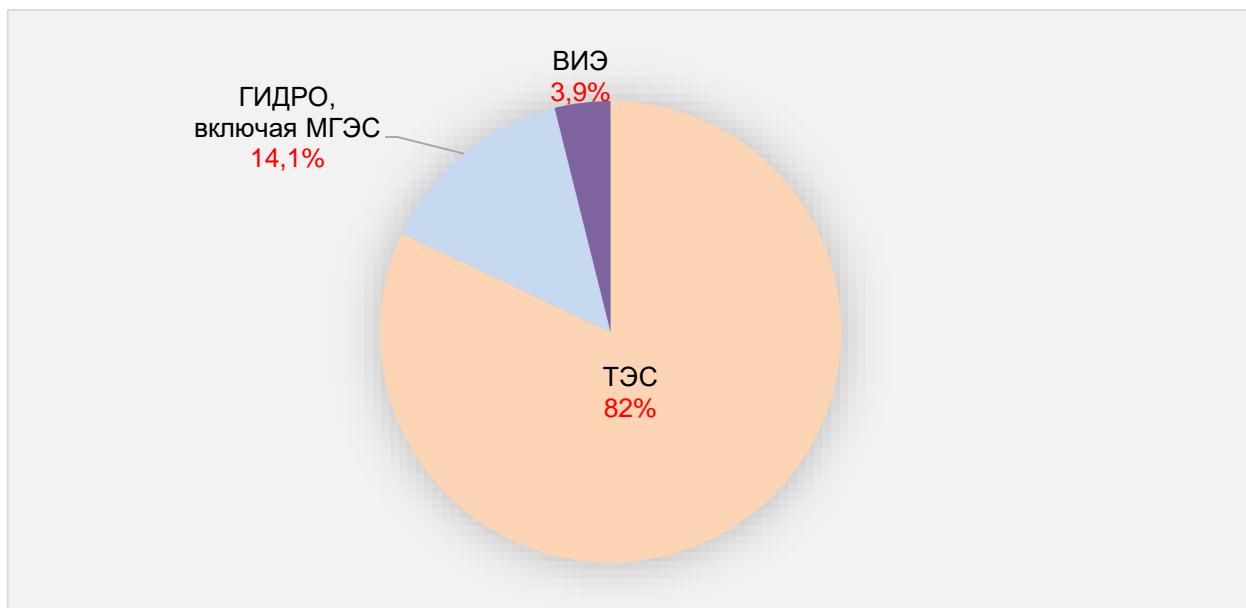
3.3 Республика Казахстан

Общая установленная мощность электростанций Казахстана составляет 23,6 ГВт³⁰. Производство электроэнергии составляет – 115,1 млрд кВт·ч, а потребление – 114,5 млрд кВт·ч³¹.

В Республике Казахстан 82% электроэнергии вырабатывается из традиционных ископаемых источников (газ, нефть, уголь); 14,1% – из гидроресурсов; на возобновляемые источники приходится 3,9%.

На текущий момент в республике имеется 134 действующих объекта ВИЭ суммарной мощностью 4,23 ГВт. По итогам 2021 года выработка электрической энергии объектами ВИЭ составила порядка 4,2 млрд кВт·ч (в 2020 году – 3,2 млрд кВт·ч)³². До конца 2022 года планировалось ввести в эксплуатацию 10 объектов суммарной мощностью 290,6 МВт.

В соответствии с Прогнозным балансом электрической энергии Единой электроэнергетической системы Казахстана до 2035 года (Приложение 1 к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 марта 2022 года № 104) к 2030 году выработка электрической энергии системами на базе ВИЭ составит 32,9 млрд кВт·ч.



³⁰ По данным информационного сайта «Атомная энергетика», 2022 год

<https://www.atomic-energy.ru/news/2022/03/11/122709>

³¹ По данным Евразийской экономической комиссии, <https://eec.eaeunion.org/>, 2022 год

³² По данным информационного сайта www.kaztag.kz

Рис.18 Установленная мощность генерирующих источников электрической энергии в Республике Казахстан, в %
Источник: Информационный сайт «Атомная энергетика», 2022 год

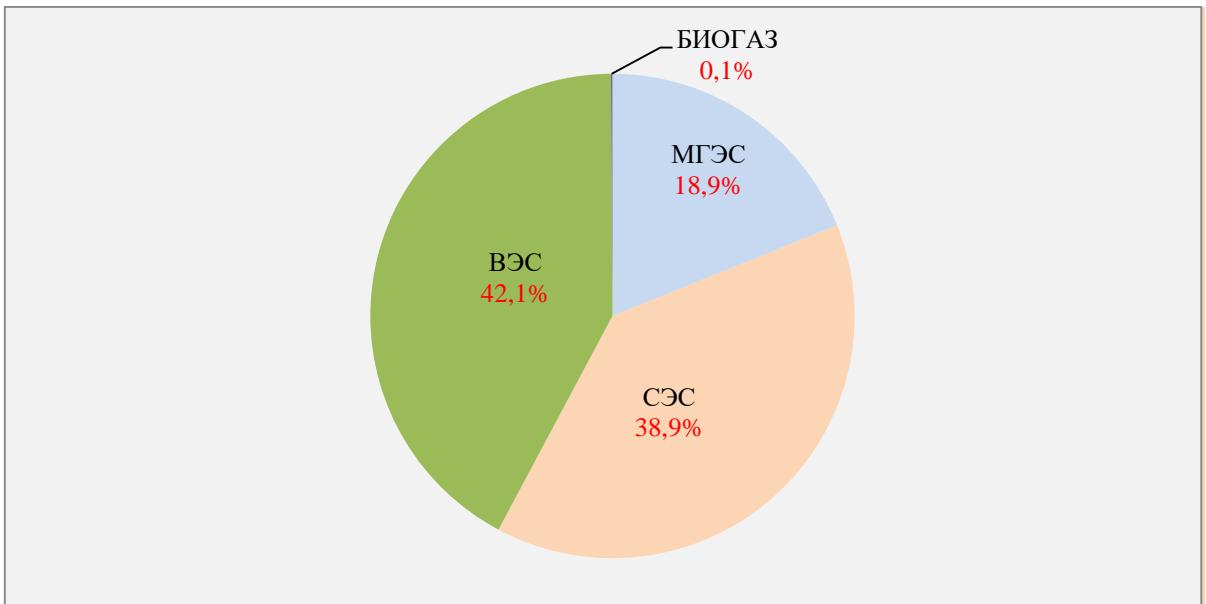


Рис.19 Соотношение типов ВИЭ в Республике Казахстан (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан, 2022 год

Малая гидроэнергетика

Гидроэнергетика – второй по величине источник производства электроэнергии в Казахстане, на долю которой приходится около 12,3% всей генерирующей мощности Казахстана (с учетом ВИЭ). По абсолютным показателям потенциальных гидроресурсов Казахстан занимает третье место среди стран СНГ. Гидроэнергетический потенциал Казахстана оценивается примерно в 170 млрд кВт·ч в год, технически осуществимый – 62 млрд кВт·ч. Гидропотенциал средних и крупных рек составляет 55 млрд кВт·ч, малых рек – 7,6 млрд кВт·ч в год. Между тем, технически возможный для использования потенциал малых ГЭС составляет порядка 8 млрд кВт·ч.

Гидроэнергетические ресурсы в целом распределены по всей стране, но среди них стоит отметить три особо крупных района: бассейн реки Иртыш с основными притоками (Бухтарма, Уба, Ульба, Курчум, Карджил), Юго-Восточная зона с бассейном реки Или и Южная зона – бассейны рек Сырдарья, Талас и Чу.

В 2021 году малыми ГЭС республики было выработано 799 млн кВт·ч (в 2020 году – 812,1 млн кВт·ч).

Перспективы. Около 90% всех рек Казахстана являются малыми, что делает строительство малых ГЭС экономически целесообразным. Малые гидроэлектростанции являются наиболее динамично развивающимися направлениями использования возобновляемых источников энергии в стране. Одним из важных направлений повышения энергоэффективности экономики Казахстана является строительство гидроэлектростанций на малых реках, действующих без подпорных плотин. Наибольшие перспективы в развитии малых ГЭС существуют в южных областях республики, обладающих значительным потенциалом, но при этом импортирующих из северных областей большое количество электроэнергии. На горных реках южных областей страны сосредоточено около 65% гидроэнергоресурсов.

В настоящее время ведутся работы по строительству малых гидроэлектростанций в Восточно-Казахстанской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областях.

Существующие проблемы в отрасли.

- значительное количество действующих малых ГЭС нуждается в реконструкции и модернизации в связи с продолжительными сроками эксплуатации;
- необходимость импорта дорогостоящего оборудования;
- отсутствие гидроэлектроэнергетических станций с насосным накоплением воды (ГАЭС).

Возможные пути решения проблем.

- проведение модернизации МГЭС с устаревшим оборудованием в соответствие с современными энергетическими и экологическими нормами;
- установка мини- и микро гидроэлектростанций, которые могут располагаться на небольших водоемах и не требовать постоянного присутствия обслуживающего персонала;

- закупка оборудования, разработанного компаниями государств-членов ЕАЭС;
- строительство гидроэлектроэнергетических станций с насосным накоплением воды.

Ветроэнергетика

В целом климат в Казахстане благоприятен для строительства ветряных электростанций из-за наличия ветровых коридоров со скоростью ветра более 5 м/с, что необходимо для работы ветряных турбин. Каспийский регион, центральный и северный Казахстан, а также южный и юго-восточный Казахстан обладают самым высоким потенциалом ветровой энергии. По данным Министерства индустрии и инфраструктурного развития Казахстана, ветроэнергетический потенциал страны оценивается в 920 млрд кВт·ч электроэнергии ежегодно.

Вместе с тем на большей части территории страны господствуют ветра, в основном со скоростью в 4–5 м/с, отличающиеся крайней нестабильностью и колебаниями до 60–80 м/с. Данные ветра относятся к ураганным и штормовым, не характерным для стран Европы, в которых преобладают ветровые ресурсы с постоянной скоростью в пределах 4-25 м/с в течение 100 дней. Кроме того, из-за резких скачков ветровой скорости не всегда возможно применять западные разработки ветровых установок, а именно лопастные и пропеллерные ветровые установки. Недостатками используемых ветровых установок являются большая масса, высота в 80 метров и неустойчивость к землетрясениям и ураганам. Устойчивость к землетрясениям и ураганам должна быть обязательной, так как скорость ветра достигает 80 м/с в зимний период, а летом не превышает 25 м/с при высокой частоте землетрясений в данном регионе.

Смена сезонов и температурных режимов приводит к обледенению лопастей турбин, что становится причиной поломок и соответственно частого ремонта. Производители должны быть готовы к тому, чтобы гарантировать работу оборудования в температурном диапазоне от -50 до +50°C. Это приводит к повышению стоимости ветровой электроэнергии в Казахстане выше, чем в странах,

расположенных ближе к производителям ветрового оборудования, а также в странах, с более мягким температурным режимом.

На сегодняшний день в стране насчитывается 40 ветростанций с суммарной мощностью около 683,9 МВт, которые выработали в 2021 году 1,7 млрд кВт·ч (в 2020 году – 1,1 млрд кВт·ч).

Наиболее крупные ветровые электростанции (ВЭС) в Республике Казахстан

Название	Область	Установленная мощность (МВт)
Исатайская ВЭС	Атырауская	52
Макатская ВЭС	Атырауская	48
Ерейментауская ВЭС	Акмолинская	45
Кордайская ВЭС	Жамбылская	21

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан,
<https://www.gov.kz/>, 2022 год

Перспективы. В настоящее время ведутся работы по строительству ветровых электростанций в Южно-Казахстанской области. Также рассматриваются проекты строительства ветровых установок на побережье Каспийского моря.

Прежде всего, развитие ветроэнергетики будет направлено на улучшение доступа к электроэнергии в удаленных населенных пунктах республики, где централизованное электроснабжение отсутствует или экономически нерентабельно.

Существующие проблемы в отрасли.

- нестабильная скорость ветра, колебания от 4–5 м/с до 60–80 м/с, различные скорости ветра во всех регионах страны;
- неэффективное использование горизонтальных ветровых установок (связано с импортными поставками) и сложности в техническом обслуживании лопастей при смене температурного режима;
- высокая стоимость получаемой энергии;
- сложность использования ветровой энергии в общей электроэнергетической сети;
- закупка дорогостоящего импортного оборудования, зачастую б/у;

– наличие проблем с технологическим присоединением к общей электрической сети.

Возможные пути решения.

- использование вертикальных ветровых установок, работающих при высоких и малых скоростях ветра, что будет способствовать снижению технических аварий и стоимости конечной энергии, а также подаче стабильной генерации энергии;
- развитие частно-государственного партнерства в данной сфере;
- удешевление импортируемого оборудования для ветроэнергостанций или запуск собственного производства;
- строительство станций по аккумуляции энергии, полученной от ветровых установок.

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компании
Ветровые турбины вертикального типа	TREE ENERGY, ул. Кунаева 21б, Алматы
Башни ветрогенераторов	ТОО United Energy Qazaqstan, , Коргалжинское ш. 5, Астана, 010000

Солнечная энергетика

Солнечная энергия имеет значительный потенциал в Казахстане. По экспертным оценкам, потенциал солнечной энергии составляет около 2,5 млрд кВт·ч в год, количество солнечных часов составляет 2,2-3,0 тыс. ч в год (2,5-3,0 тыс. часов в год в южных регионах).

На конец 2021 года в стране насчитывалось 49 солнечных электростанций мощностью 1,0 ГВт, выработка энергии в 2021 году составила 1,6 млрд кВт·ч (в 2020 году – 1,1 млрд кВт·ч).

Наиболее крупные солнечные электростанции (СЭС) Республики Казахстан

Название	Расположение	Установленная мощность (МВт)
«Сарань»	Карагандинская область, г. Сарань	100 МВт

«Акадыр»	Карагандинская область, Шетский район	50 МВт
«Гульшат»	Карагандинская область, пос. Гульшат	40 МВт

Источник: Информационный Сайт RenEn «Возобновляемая Энергетика» www.renen.ru, 2022 год

Справочно: В декабре 2012 года в г. Астане был открыт завод «Astana Solar» по производству фотоэлектрических модулей. На тот момент завод «Astana Solar» являлся заключительным технологическим звеном крупного проекта KazPV, в рамках которого в Казахстане была создана полностью интегрированная промышленная линия по производству возобновляемых источников энергии.

Согласно плану на заводе должны были производиться солнечные батареи на основе 100% казахстанского кремния. Завод был оснащен автоматизированным оборудованием последнего поколения, отвечающим самым высоким стандартам техники безопасности и экологическим нормам. Проектная мощность планируемых к выпуску фотоэлектрических пластин составит 50 МВт с расширением в перспективе до 100 МВт.

За время работы завода с 2013-го по 2016-й год было выпущено всего 107,2 тыс. фотоэлектрических панелей почти на 26 МВт. Производственные параметры предприятия позволяли ежегодно собирать от 160 тыс. до 217 тыс. панелей, что соответствует мощности в 37 и 50 МВт. Если первые два года после запуска завод наращивал объемы, выпустив 35 тыс. и 51 тыс. панелей, то уже в 2015-м снизил их до 20,5 тыс. единиц. В 2016 году на предприятии собрали всего 665 панелей – из остатков сырья и компонентов, поскольку в 2015 году «KazSilicon» приостановил производство металлургического кремния. А в 2017 году производство солнечных панелей в рамках проекта KazPV было прекращено. «Astana Solar» накопила 248,7 млн тенге убытка. Все произведенные панели реализовать так и не смогли.

Проблемы проекта KazPV были обусловлены следующим комплексом причин:

– высокая себестоимость продукции из-за малых объемов производства, дорогой электроэнергии (а ее требовалось много из-за устаревших технологий по производству кремния) и затратных вскрышных работ на Сарыкольском месторождении – речь идет об удалении пустой породы, покрывающей залежи полезного ископаемого (при добыче открытым способом ее приходится вынимать);

– значительная зависимость проекта от импорта – она сохранялась несмотря на созданную в Казахстане интегрированную цепочку производства (низкие производственные мощности не давали компании возможности получить хороший дисконт в обмен на большие объемы закупок компонентов и реагентов, которые

завозились сначала из Европы, а потом из Китая; девальвация национальной валюты также повлияла на стоимость импортируемых товаров для KazPV);

– на момент создания рентабельность проекту KazPV гарантировали высокие цены на солнечные модули. Но когда казахстанская компания начала выпуск продукции, мировые цены на фотоэлектрические панели снизились уже настолько, что не перекрывали затраты казахстанского проекта.

По мнению экспертов, завод «Astana Solar» не может быть интересен инвесторам из-за скромных производственных мощностей. Такое предприятие не в состоянии конкурировать с мировыми производителями оборудования, среди которых доминируют китайские компании, активно поддерживаемые государством.

Существующие проблемы в отрасли.

- невозможность запустить полный цикл производства солнечных панелей;
- высокая стоимость получаемой энергии;
- сложность использования солнечной энергии в общей электроэнергетической сети;
- наличие проблем с технологическим присоединением к общей электрической сети.

Возможные пути решения.

Несмотря на рост показателей в 2021 году, темпы развития солнечной энергетики в Республике Казахстан будут зависеть от развития мощностей, работающих на ископаемых видах топлива.

Геотермальные источники

Казахстан богат геотермальными ресурсами. Естественные запасы геотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40°C до более 100°C оцениваются в 10275 млрд м³ по воде и в 680 млрд Гкал по теплу, что эквивалентно 97 млрд т.у.т. (тонна условного топлива) или 2,8 млрд ТДж, что сопоставимо с ресурсами традиционных топливных источников тепла.

Геотермальные источники в основном расположены в Западном Казахстане – 75,9%. В Южном Казахстане их 15,6%, в Центральном Казахстане – 5,3%. Наиболее перспективными на извлечение теплоэнергетических подземных вод с минерализацией до 3 г/д м³ и температурой до 70-100°C являются артезианские

бассейны Южного и Юго-Восточного Казахстана: Арысский, Алматинский и Жаркентский.

В настоящее время действующие электростанции на геотермальных источниках в Республике Казахстан отсутствуют.

Биотопливо

Казахстан является крупным производителем зерна и другой сельскохозяйственной продукции, что говорит о значительных объемах производимых отходов и остатков, в связи с чем, Казахстан имеет значительные объемы доступных отходов, особенно в отношении сельскохозяйственных культур, навоза и твердых бытовых отходов. Наибольшие объемы смешанных видов сельскохозяйственных отходов доступны в Алматинской, Восточно-Казахстанской, Жамбылской, Костанайской, Акмолинской и Карагандинской областях. Источником биомассы для производства энергии в Казахстане являются отходы продуктов животноводства. По оценкам экспертов, в Республике Казахстан потенциал годового выхода животноводческих и птицеводческих отходов по сухому весу составляет 22,1 млн тонн, что могло бы дать 8,6 млрд куб. м газа. Потенциал растительных остатков составляет 17,7 млн тонн, что могло дать возможность получить 8,9 млрд куб. м газа. Все это в совокупности эквивалентно 14-15 млн тонн условного топлива или 12,4 млн тонн мазута, либо более половины объема добываемой нефти.

Биогазовые станции

В настоящее время в Республике Казахстан действуют четыре биогазовые станции: в Жамбыльской, Костанайской, Восточно-Казахстанской и Шымкентской областях. В 2021 году биогазовыми установками было выработано 3 млн кВт·ч (в 2020 году – 6,6 млн кВт·ч).

Перспективы. В настоящее время рассматриваются проекты строительства биогазовых станций в Карагандинской и Алматинской областях.

Существующие проблемы в отрасли.

- недостаточный объем инвестиций;

– устаревшие технологии.

Возможные пути решения.

Темпы развития биогазовой энергетики и производства биотоплива в Республике Казахстан будут зависеть от развития мощностей, работающих на ископаемых видах топлива.

Меры поддержки

Действующая система господдержки развития ВИЭ закреплена в законодательстве Республики Казахстан с 2009 года. Мера поддержки ВИЭ в виде гарантированной покупки электроэнергии ВИЭ единым закупщиком электроэнергии ВИЭ – Расчетно-финансовым центром по 20-летнему договору по аукционному тарифу, а также ежегодная индексация тарифов позволит продолжить развитие сектора ВИЭ, а также достичь принятые конкретные целевые индикаторы развития ВИЭ – 6% в 2025 году, 15% – к 2030 году, 50% – к 2050 году (с учетом альтернативных источников).

Справочно: Меры государственной поддержки:

- гарантированная покупка электроэнергии и оплата по фиксированной и аукционной цене в течение 15 лет в рамках действующих договоров, в течение 20 лет по аукционной цене с 2021 года;
- прозрачность процесса отбора проектов через механизм аукционных торгов;
- ежегодная индексация аукционных цен с учетом инфляции и изменения курса валюты;
- освобождение от уплаты услуг электросетевых организаций по передаче электроэнергии;
- приоритетная диспетчеризация электроэнергии, производимой с использованием ВИЭ;
- предоставление инвестиционных преференций в соответствии с Предпринимательским Кодексом Республики Казахстан;
- поддержка потребителей в вопросах использования ВИЭ;

- предоставление финансовой поддержки со стороны Правительства Расчетно-финансовому центру (РФЦ) в случае невыполнения им своих обязательств по платежам перед проектами ВИЭ (в целях повышения кредитоспособности РФЦ);
- установление сквозного тарифа на поддержку ВИЭ, т.е. разделение затрат на покупку электроэнергии у РФЦ от предельного тарифа и рассмотрения затрат ВИЭ как надбавку сверх предельного тарифа.

Законодательная база

Постановление Правительства от 19 сентября 2014 года № 994 «Вопросы Министерства энергетики Республики Казахстан».

– Закон Республики Казахстан от 12 ноября 2015 года № 394-V ЗРК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам электроэнергетики».

– постановление Правительства Республики Казахстан от 11 ноября 2016 года № 694 «Об утверждении Соглашения об обмене информацией об авариях на объектах электроэнергетики государств-участников Содружества Независимых Государств».

В 2016 году в закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 года № 165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» внесены изменения и дополнения, а также утверждены соответствующие нормативно-правовые акты:

- правила формирования резервного фонда;
- правила купли – продажи электроэнергии от потребителей;
- правила формирования плана размещения объектов по использованию возобновляемых источников энергии.

3.4 Кыргызская Республика

Установленная мощность электростанций Кыргызской Республики составляет 3,9 ГВт³³. Выработка электроэнергии составляет 15,1 млрд кВт·ч, потребление электроэнергии – 16,3 млрд кВт·ч³⁴.

В Республике функционируют две ТЭЦ мощностью 862 МВт, семь ГЭС мощностью 3,0 ГВт и несколько десятков объектов ВИЭ мощностью 66,5 МВт.

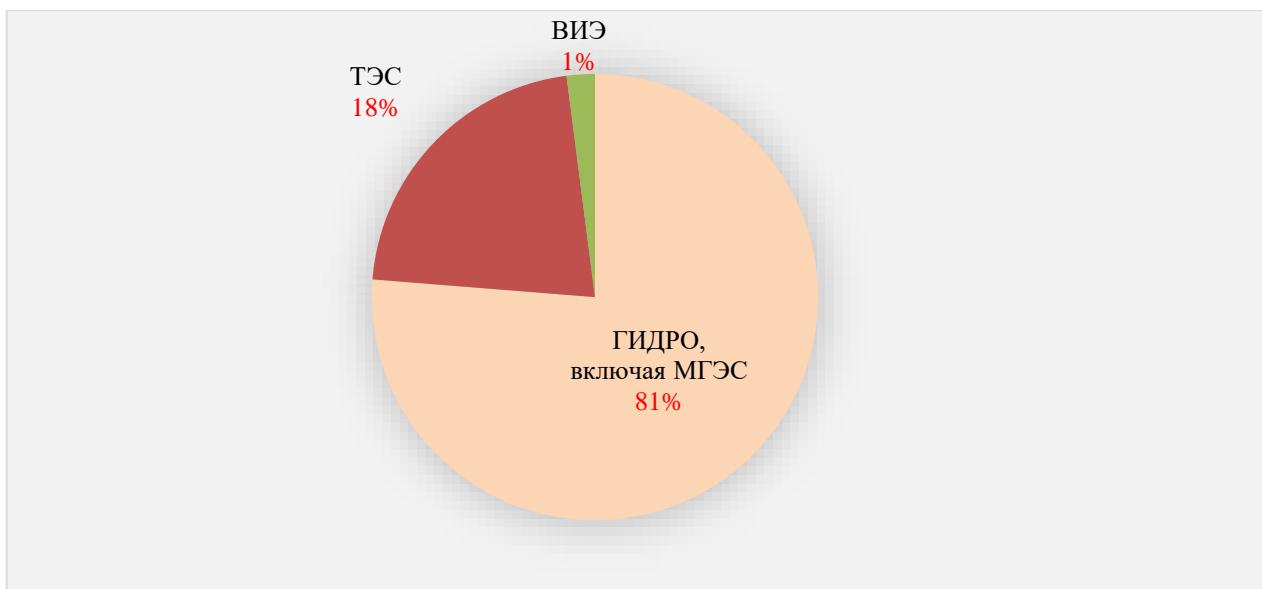


Рис. 20 Установленная мощность генерирующих источников электрической энергии в Кыргызской Республике, в %

Источник: Национальный статистический комитет Кыргызской Республики, 2022 год

³³ По данным Национального статистического комитета Кыргызской Республики, 2022 год

³⁴ По данным Евразийской экономической комиссии, <https://eec.eaeunion.org/>, 2022 год

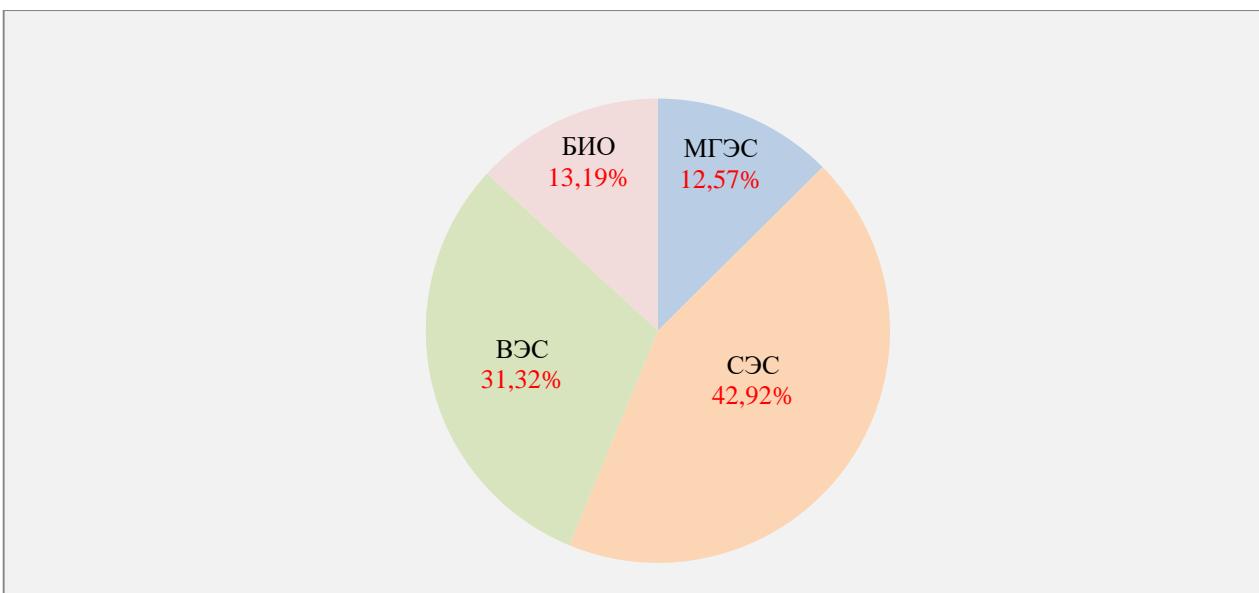


Рис. 21 Соотношение типов ВИЭ в Кыргызской Республике (без большой гидроэнергетики), в %

Источник: Национальный Энергохолдинг Кыргызской Республики, 2022 год

ГЭС являются базовыми генерирующими источниками страны. Из всей доли электроэнергии в стране возможностями ГЭСрабатывается 81%, тепловыми станциями – 18%, ВИЭ – около 1%.

Общая нехватка электроэнергии в Кыргызской Республике составляет 2,5-3 млрд кВт·ч. Сосредоточение генерации в центральных и южных регионах страны, а основных потребителей на севере страны – является одной из проблем республиканской энергетики. Недостающие объемы электроэнергии импортируются из Республики Казахстан, Республики Узбекистан и Республики Туркменистан.

Основными видами возобновляемых источников энергии в республике потенциально могут являться солнечная энергия, энергия малых рек и водотоков, ветровая энергия, энергия геотермальных вод и энергия биомассы. Однако в настоящее время их практическое использование незначительно и в энергобалансе страны они составляют около 1%. Все это связано с различными факторами, основным из которых являются полярные взгляды на развитие ВИЭ в Кыргызской Республике и отсутствие механизмов экономического стимулирования использования ВИЭ.

Малая гидроэнергетика

Общий гидроэнергетический потенциал Кыргызской Республики составляет порядка 142 млрд кВт·ч. Вместе с тем объем освоения гидроэнергетического потенциала составляет всего 10%. В территориальном отношении все обследованные малые реки группируются в бассейнах, приуроченных к рекам Чу, Талас, Нарын, Сары-Жаз, Карадарья, Сырдарья.

По экспертным оценкам освоение энергии малых водотоков в целом по республике может обеспечить дополнительную выработку 5-8 млрд кВт·ч электроэнергии.

В настоящее время в Кыргызской Республике построено 30 малых гидроэлектростанций, суммарная мощность которых составляет около 72,1 МВт. **Перспективы.** В настоящее время ведутся работы по строительству 25 малых ГЭС со сроками окупаемости до 15 лет (в соответствии с Законом Кыргызской Республики от 30 ноября 2022 года № 49 «О возобновляемых источниках энергии») в Таласской, Ошской, Чуйской и Иссык-Кульской областях. По мнению экспертов, именно развитие малых ГЭС поможет республике выйти на полное обеспечение собственных потребностей в электроэнергии, не прибегая к импорту.

Существующие проблемы в отрасли.

- отсутствие актуальных гидрологических исследований бассейнов рек республики;
- неурегулированность вопросов собственности на реку и прилегающие к ней участки земли;
- необходимость урегулирования правовых и тарифных отношений в сфере поставок электроэнергии между частными энергетиками и государственными компаниями;
- отсутствие гидроэлектроэнергетических станций с насосным накоплением воды (ГАЭС).

Возможные пути решения.

- проведение дополнительных гидрологических исследований бассейнов рек республики (что предусматривает выделение финансирования);

- урегулирование вопросов собственности на реку и прилегающие к ней участки земли;
- урегулирование правовых и тарифных отношений в сфере поставок электроэнергии между частными энергетиками и государственными компаниями.

Ветроэнергетика

Ресурсы ветровой энергии только в приземном слое до 100 м оцениваются величиной около 2 трлн кВт·ч в год. Вместе с тем, зона ветров распределена по территории республики крайне неравномерно. Равнинная часть республики характеризуются незначительным энергопотенциалом – менее 300 кВт·ч в год на квадратный метр. Эффективное использование ветровой энергии возможно в гребневых зонах хребтов, где сосредоточено более половины энергопотенциала ветра. Годовая продолжительность энергетически активных ветров составляет 5-7 тыс. часов мощностью 2,0 тыс кВт·ч на квадратный метр. Эти территории наиболее удалены и менее доступны, что затрудняет освоение энергоресурсов ветра. В настоящее время действующие ветровые парки в республике отсутствуют.

Перспективы. Разрабатывается проект по строительству 2 ветряных парков «Ecowind» в западной части Иссык-Кульской области недалеко от Балыкчи и на площадке «Топурак-Бел» в районе Орто-Токайского водохранилища общей мощностью 200 МВт в год.

Существующие проблемы в отрасли.

- полярные взгляды на развитие ветровой энергетики в республике;
- нестабильная скорость ветра, различные скорости ветра во всех регионах страны;
- высокая стоимость получаемой энергии;
- риск создания аварийных ситуаций в электроэнергетической сети из-за скачкообразности поступления электроэнергии;
- закупка дорогостоящего импортного оборудования, зачастую б/у;
- проблемы с утилизацией отработавших установок;
- наличие проблем с технологическим присоединением к общей электрической сети;

– необходимость урегулирования правовых и тарифных отношений в сфере поставок электроэнергии между частными энергетиками и государственными компаниями.

Возможные пути решения.

Темпы развития ветровой энергетики в Кыргызской Республике будут определяться экономической целесообразностью, а также стоимостью получаемой на выходе от ВЭС энергии.

Солнечная энергетика

Благодаря географическому положению и климатическим условиям территории Кыргызстана получает в среднем в год от солнца 4,64 трлн кВт·ч лучистой энергии или 23,4 кВт·ч на 1 кв. м, причем среднегодовая продолжительность солнечного сияния колеблется по территории от 2,1 до 2,9 тыс. часов. Однако из-за сложности рельефа и наличия облачности продолжительность солнечного сияния не превышает 5-6 часов в декабре и 10-12 часов в июне, а в узких горных долинах, ущельях и на затменных склонах солнце светит в декабре 3-4 часа в сутки. По оценкам экспертов, солнечная энергия имеет ресурсы и перспективу реального использования в топливно-энергетическом комплексе.

В настоящее время в республике освоено сборочное производство солнечных коллекторов, солнечных водонагревательных установок различных модификаций. Вместе с тем на данный момент солнечная энергия используется в небольших объемах для подогрева воды на сельских предприятиях и в частном жилом секторе.

Перспективы. В мае 2022 года при содействии Евразийского банка реконструкции и развития Министерство природных ресурсов, экологии и технического надзора Кыргызской Республики, Центр зеленых финансов МФЦА и ОсОО «Бишкек Солар» подписали соглашение о сотрудничестве по вопросу финансирования солнечной электростанции в республике. Мощность проектируемой солнечной станции составит 300 МВт. Также разработаны проекты строительства в Иссык-Кульской области солнечных станций мощностью 1000 МВт, 260 МВт и 50 МВт.

Существующие проблемы в отрасли.

- нестабильная солнечная инсоляция;
- высокая стоимость получаемой энергии;
- неравномерность поступления электроэнергии ;
- закупка дорогостоящего импортного оборудования, зачастую б/у;
- наличие проблем с технологическим присоединением к общей электрической сети.

Возможные пути решения.

Темпы развития солнечной энергетики в Кыргызской Республике будут определяться экономической целесообразностью, а также стоимостью получаемой на выходе от СЭС энергии.

Геотермальные источники

Кыргызская Республика обладает значительным потенциалом геотермальных источников. В настоящее время геотермальные станции отсутствуют. Разрабатываются проекты геотермального отопления жилых массивов в Бишкеке и частного сектора в ряде других городов.

Биотопливо

На текущий момент в Кыргызской республике отсутствует производство биотоплива в промышленных масштабах. Существуют небольшие предприятия по производству данного вида сырья из отходов сельскохозяйственной продукции.

Меры поддержки

Согласно Закону Кыргызской Республики от 30 июня 2022 года № 49 «О возобновляемых источниках энергии» физические и юридические лица, производящие или переоборудующие технические средства и устройства, работающие на основе ВИЭ, и потребители такой энергии имеют следующие преференции:

- налоговые и таможенные льготы, предусмотренные налоговым и таможенным законодательством для производителей электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ;
- электроэнергия, вырабатываемая с использованием ВИЭ, не потребляемая владельцем установки на собственные нужды и не реализованная другим потребителям на договорной основе, приобретается самым крупным распределяющим предприятием в том административно-территориальном образовании, в котором располагается установка по использованию ВИЭ, независимо от того, к сетям какой электроэнергетической компании подключена данная установка по использованию ВИЭ.

Законодательная база

Закон Кыргызской Республики № 49 от 30 июня 2022 года «О возобновляемых источниках энергии» (определяет цели, объекты регулирования, основные термины, экономические и организационно-правовые механизмы в области ВИЭ).

Закон Кыргызской Республики от 9 августа 2023 года №174 «О внесении изменений в Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» где предусмотрено:

тарифы на электроэнергию, вырабатываемую установками с использованием ВИЭ подлежат годовой индексации с учетом изменения обменного курса иностранной валюты к национальной валюте в порядке, определяемом Кабинетом Министров Кыргызской Республики;

установление льготного периода для проектов с использованием энергии воды сроком на 15 лет, с использованием энергии солнца, ветра, биомассы, земли на 25 лет;

конкурсный отбор на строительство энергетических установок с использованием ВИЭ, в том числе на понижение тарифа только при наличии отведенного земельного участка и предварительных технико-экономических показателей и/или технико-экономического обоснования, подготовленного уполномоченным государственным органом под проект строительства электроэнергетической установки с использованием ВИЭ.

3.5 Российская Федерация

Установленная мощность электростанций Российской Федерации составляет порядка 252 ГВт³⁵. Производство электроэнергии составляет 1,16 трлн кВт·ч (потребление – 1,13 трлн кВт·ч³⁶).)

По состоянию на июль 2023 года в России эксплуатируются 5,98 ГВт энергомощностей ВИЭ, из них на солнечную генерацию приходится 36,7%, ветрогенерацию – 40,3%, на малые ГЭС – 21,2 %, биогазовые станции – 0,5%, геотермальные станции – 1,3%.

К 2030 году выработка электроэнергии системами ВИЭ составит 33,7 млрд кВт·ч³⁷.

Объем технически доступных ресурсов возобновляемых источников энергии в Российской Федерации эквивалентен не менее 4,6 млрд т.у.т. Вместе с тем при сложившихся в настоящее время на мировых энергетических рынках конъюнктуре и уровне технологического развития без государственной поддержки экономически целесообразно использование лишь незначительной части доступных ресурсов возобновляемых источников энергии, за исключением гидроэнергетики.

Малая гидроэнергетика

По своему гидроэнергетическому потенциалу Россия занимает второе место в мире. Строительство новых ГЭС особенно значимо для социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока, где большая часть энергетического потенциала рек не освоена в достаточной степени. Особая роль здесь может отводиться микро- и малым ГЭС, которые помогут обеспечить энергоснабжение отдаленных районов, являющихся энергодефицитными и занимающих до 40% территории России.

Общий валовой (теоретический) гидроэнергопотенциал РФ определен в объеме 2,9 трлн кВт·ч годовой выработки электроэнергии или 170 тыс. кВт·ч на 1 км территории.

³⁵ По данным сайта системного оператора ЕЭС России. <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2022/>

³⁶ По данным Евразийской экономической комиссии, <https://eec.eaeunion.org/>, 2022 год

³⁷ По данным информационного бюллетеня «Рынок возобновляемой энергетики России» (июль 2022) <https://rreda.ru/information-bulletin-july2022>

Общая установленная мощность МГЭС (единичной мощностью до 50 МВт) составляет 1,27 ГВт, из которых в рамках программы поддержки ДПМ ВИЭ функционируют пять малых ГЭС суммарной установленной мощностью 70,7 МВт: Верхнебалкарская (10 МВт), Усть-Джегутинская (5,6 МВт), Барсучковская (5,25 МВт), Красногорские МГЭС в Карачаево-Черкесской Республике (2 станции по 24,9 МВт каждая).

Согласно современным оценкам, технически достижимый потенциал МГЭС России позволяет производить 357 млрд кВт·ч в год.

Перспективы. С точки зрения территориального аспекта развития малой гидрогенерации наиболее перспективными регионами России для строительства малых ГЭС являются Кавказ, Северо-Запад России, юг Сибири и большая часть территории Дальневосточного федерального округа.

Кроме того, в настоящее время Минэнерго России прорабатывает вопросы, связанные с увеличением квот для проектов сооружения объектов малых ГЭС в рамках программы договоров поставки мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее - ДПМ ВИЭ), а также вопросы финансирования новых перспективных проектов сооружения объектов гидрогенерации, включая механизмы оказания государственной поддержки создания объектов федеральной собственности новых гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (строительство плотины и создание водохранилища).

Существующие проблемы в отрасли.

- отсутствие достаточного финансирования, т.н. «длинных» денег для реализации проектов под фиксированный и низкий процент для длительных и капиталоемких проектов;
- низкая заинтересованность потенциальных инвесторов к конкурсным отборам инвестиционных проектов в части малых ГЭС.

Возможные пути решения.

- развитие локализация производства основного и вспомогательного оборудования МГЭС;

корректировка подхода к реализации механизма поддержки малой гидроэнергетики в рамках программы ДПМ ВИЭ.

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компании
Поворотно-лопастные, ковшовые, радиально-осевые турбины, шкафы управления	ООО «НПО «ЭЛЕКТРОМАШ», ул. Луначарского, соор. 31, г. Екатеринбург, Свердловская область, 620133, https://npoelectro.pro/
Гидротурбины	ООО «Деалан Энерго», ул. Воткинское шоссе, д 43, г. Ижевск, 426039, www.dealanenergo.ru АО «Уралгидромаш», ул. Карла Либкнехта, 2А, г. Сысерть, Свердловская область, 624022 https://uralgidromash.ru/ru/ АО «Тяжмаш», ул. Гидротурбинная, 13, г. Сызрань, 446010 https://www.tyazhmash.com/ АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д.3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009 https://power-m.ru/ ООО «Фойт Гидро», Подсосенское ш., зд. 70, г. Балаково, Саратовская область, 413840
Генераторы	ООО «Электротяжмаш-Привод», ул. Пожарского, 8, г. Лысьва, Пермский край, 618911 https://privod-lysva.ru/ru/ НПО «ЭЛСИБ», ул. Сибиряков-Гвардейцев, 56, г. Новосибирск, 630088, https://elsib.ru/ru/ ООО «Русэлпром»; проспект Вернадского, дом 37, корпус 1 Москва, 119415 https://www.ruselprom.ru/

Ветроэнергетика

По экспертным данным, технический электроэнергетический потенциал ветроэнергетики Российской Федерации составляет порядка около 17,1 трлн кВт·ч/год.

По состоянию на июль 2023 года совокупная установленная мощность объектов ветрогенерации, работающих в ЕЭС России и в технологически изолированных территориальных энергосистемах, составляет 2,41 ГВт. При этом наибольший объем таких энергомощностей размещен в Ставропольском крае - 610 МВт (Кочубеевская ВЭС (210 МВт) и Бондаревская ВЭС (120 МВт).

Крупные ВЭС функционируют в частности, в Ростовской области – Сулинская, Каменская, Гуковская, Казачья, в Республике Калмыкия – Салынская и Целинская ВЭС (каждая по 100 МВт), в Ульяновской области – Ульяновская ВЭС-1 (35 МВт) и Ульяновская ВЭС-2 (50 МВт), в Мурманской области - Кольская ВЭС (201 МВт). В Республике Крым ветроэнергетический комплекс составляет 83,81 МВт.

В изолированных зонах энергоснабжения (НАО, ЧАО, Республика Саха, Камчатский край) функционируют ВЭС общей мощностью 9,96 МВт.

Благодаря действию программы поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности по состоянию на июль 2023 г. введены в эксплуатацию и начали поставку мощности 25 ветроэлектростанций совокупной мощностью 2,3 ГВт. Возможности для развития ветрогенерации также сформированы и на розничных рынках электроэнергии.

Так в секторе розничной ветрогенерации в 2023 году реализуется проект по сооружению Махачкалинской ВЭС установленной мощностью 12,5 МВт. Проект реализуется компанией ООО «Махачкалинская ВЭС» (входит в ГК «EcoEnergy Group») совместно с АО «НоваВинд». ВЭС будет включать в себя пять ветроэнергетических установок мощностью 2,5 МВт, произведенных АО «НоваВинд», и станет первой действующей ветроэлектростанцией в регионе.

Перспективы. До 2024 года развитие российской ветроэнергетики уже определено: в рамках конкурсного отбора были разыграны почти все будущие ветроэлектростанции (свыше 3 ГВт – примерно полтора процента от мощности всей энергосистемы), строительству которых будет оказана поддержка через отчисления со всего энергорынка.

Кроме того, Правительством Российской Федерации продлена до 2035 г. программа поддержки ДПМ ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и

мощности, включая поддержку ветрогенерации, а также программы поддержки на розничных рынках.

Развитие ветровой энергетики имеет значительные перспективы в Калмыкии, Ставропольском крае, Ростовской области, Ленинградской области, Краснодарском крае, Волгоградской и Астраханской областях, Северо-Кавказском, Северо-Западном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах, на территориях, располагающихся за Полярным кругом и в прибрежных зонах северо-востока страны, а также на Камчатке и Сахалине.

Возможные пути решения.

Развитие солнечной и ветровой энергетики в России должно в первую очередь сводиться к разработке отечественных технологий, которые затем можно применять в местах, где применение ВЭС действительно оправдано.

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компаний
Генераторы, гондолы, ступицы, системы управления ветроэнергетической установкой	АО «НоваВинд», https://novawind.ru// Ростовская обл., г. Волгодонск, Жуковское ш., 10
Башни	ООО «ВетроСтройДеталь», https://www.vetros.ru/ Ростовская область, г. Волгодонск, улица 9-я Заводская, дом 11. ООО «ВиндарСеверсталь», ул. Ленина, 224Б, г. Таганрог, 347910 https://windarseverstal.com/ru/

Солнечная энергетика

По причине большой площади России уровень солнечной радиации изменяется от 810 кВт·ч/м² в год в северных районах страны до 1,4 тыс. кВт·ч/м² в год в южных районах. Большое влияние на величину солнечной радиации оказывают сезонные колебания, вследствие высокоширотного расположения территории России, в частности на 55° градусов с. ш. солнечная радиация в январе составляет 1,69 кВт·ч/м², а в июле – 11,41 кВт·ч/м² в день (теоретический потенциал солнечной

энергетики в России оценивается более чем в 2300 млрд т.у.т., экономически эффективный к использованию потенциал – в 12,5 млн т.у.т.).

По состоянию на июль 2023 года в Российской Федерации эксплуатировались солнечные электростанции общей установленной мощностью 2,19 ГВт.

Крупнейшие действующие солнечные электростанции (СЭС)

Название	Расположение	Установленная мощность, МВт
Аршанская СЭ	Республика Калмыкия	115,6
Перово	Республика Крым	105,6
Старомарьевская СЭС (1-я и 2-я очереди)	Ставропольский край	100,0
Охотниково	Республика Крым	82,65
Самарская СЭС	Самарская область	75,0
Фунтовская СЭС	Астраханская область	75,0
Николаевка	Республика Крым	69,7
Ахтубинская СЭС	Астраханская область	60,0
Сорочинская СЭС (СЭС Уран)	Оренбургская область	60,0
Новосергиевская СЭС (СЭС Нептун)	Оренбургская область	45,0
Торейская СЭС	Республика Бурятия	45,0
Усть-Коксинская СЭС (1-я, 2-я, 3-я и 4-я очереди)	Республика Алтай	40,0
Орская СЭС им. А. А. Влазнева	Оренбургская область	40,0

Перспективы. Наибольший потенциал солнечной энергии находится на Северном Кавказе, районах прилегающих к Чёрному и Каспийскому морям, в Южной Сибири и на Дальнем Востоке: Калмыкия, Ставропольский край, Ростовская область, Краснодарский край, Волгоградская область, Астраханская область, Алтай, Приморье, Читинская область, Бурятия.

К 2024 году на заводе ООО «Хевел» запланировано увеличение производственной мощности до 669 МВт. Российские группы компаний «Хевел» и «Юнигрин Энерджи» в целях выполнения взятых на себя обязательств в части углубления локализации и увеличения объемов промышленного экспорта оборудования ВИЭ совместно осуществляют реализацию проекта по созданию крупнейшего в России промышленного комплекса серийного производства

кремниевых пластин (1,3 ГВт в год) и фотоэлектрических ячеек (более 1 ГВт в год) на территории Калининградской области (завод «ЭНКОР»),

Существующие проблемы в отрасли.

— в наиболее экономически развитых Московской и Санкт-Петербургской/Ленинградской агломерациях солнечная активность на низком уровне (там строительство солнечных электростанций просто нецелесообразно).

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компании
Фотоэлектрические модули	АО «НПП «Квант», 3-я Мытищинская улица д.16, г. Москва, 129626 https://npp-kvant.ru/
Кремниевые пластины диаметром до 150 мм, солнечные элементы и модули	АО «Телеком-СТВ», Георгиевский проспект, дом 5, строение 1, г. Москва, 124498 http://www.telstv.ru/ ООО «Солар Кремниевые технологии», ул. Рошинская д. 3 корп. АБК, г. Подольск, 142103 https://sst-rus.com/
Солнечные ячейки, модули	ООО «Хевел», г. Новочебоксарск, Шоршельский проезд, 12 https://www.hevelsolar.com/ ООО «ЭнКОР Групп», Калининградская область, г. Черняховск, р-н Черняховский, ул Промышленная

Геотермальная энергетика

По экспертным оценкам, в настоящее время энергетический потенциал гидротермальных ресурсов Российской Федерации, локализованных на глубинах до 3 км, составляет 180 млн т.у.т. в год. Экономический потенциал ресурсов теплоэнергетических вод и пароводяных смесей оценивается в 115 млн т.у.т в год.

Однако пространственное распределение геотермальных, и, в частности гидротермальных ресурсов является достаточно неравномерным.

Кроме получения электроэнергии, геотермальная энергия используется для отопления и горячего водоснабжения: установленная тепловая мощность

геотермальных систем теплоснабжения составляет 310 МВт, а годовое потребление достигает 170 млн кВт·ч.

Список геотермальных электростанций в Российской Федерации

Название	Расположение	Установленная мощность (МВт)	Годовая выработка (в среднем ГВт)	Год ввода в эксплуатацию
Мутновская ГеоЭС	Петропавловск-Камчатский, Камчатский край	50	322,93	2003
Паужетская ГеоЭС	Петропавловск-Камчатский, Камчатский край	12	59,5	1966
Верхне-Мутновская ГеоЭС	Петропавловск-Камчатский, Камчатский край	12	58,3	1999
Менделеевская ГеоЭС	Остров Кунашир, Курильские острова	7,4		2019

Источник: Информационный сайт «Энергетика и промышленность России», www.eprussia.ru, 2021 год

Перспективы. Наиболее доступный к освоению геотермальный потенциал сосредоточен на Камчатке и Курильских островах. Ресурсы геотермальных месторождений Камчатки оцениваются в 250-350 МВт электроэнергии (по другим данным – в 2,0 ГВт, Курильских островов – в 230 МВт, что потенциально позволяет полностью закрыть потребности регионов в электроэнергии, теплоснабжении и горячей воде. Существенные объемы геотермальных ресурсов находятся на Северном Кавказе, Ставропольском и Краснодарском краях. В частности, в Дагестане разведано 12 геотермальных месторождений, в Чеченской республике – 14 месторождений, в Краснодарском крае – 13 месторождений. В целом разведанные ресурсы геотермального теплоносителя на Северном Кавказе позволяют обеспечить эксплуатацию электростанций мощностью около 200 МВт.

В Калининградской области имеется геотермальное месторождение с температурой теплоносителя 105-120°C, потенциально пригодное для

использования в электроэнергетике. Существует проект бинарной ГеоИС мощностью 4 МВт в городе Светлый. В Центральной части России высокотемпературный геотермальный теплоноситель в основном залегает на глубинах более 2 км, что делает его использование в целях электроэнергетики экономически неэффективным. Возможно использование теплоносителя с температурой 40-60°C, залегающего на глубине 800 м, в целях теплоснабжения.

В Западной Сибири в ходе бурения нефтегазовых скважин на глубине до 1 км обнаружены геотермальные ресурсы Западно-Сибирского артезианского бассейна, потенциал которых оценивается в более чем 200 млн. Гкал в год.

Существующие проблемы в отрасли.

- производственно-технологические проблемы.

В числе самых серьёзных препятствий – необходимость сложного процесса обратной закачки в водоносные горизонты отработанного теплоносителя (воды), содержащего токсичные вещества – мышьяк, кадмий, цинк, свинец, бор. Это исключает возможность сброса такой воды в поверхностные слои. Кроме того, остро стоит проблема выброса сероводорода в атмосферу.

У геотермальных станций, помимо всего прочего, в отличие от ТЭС и даже ГЭС, существует строгая привязка места строительства к определённым участкам в зависимости от геологии. Зачастую (разве что, кроме Исландии), такие места находятся в труднодоступных районах, гористой местности. Не следует сбрасывать со счетов и высокую минерализацию подземных вод, что со временем приводит к закупорке скважин.

Возможные пути решения.

- снижение стоимости установки и обслуживания;
- увеличение мощности действующих геотермальных станций;
- разработка и внедрение более дешёвых и эффективных способов, направленных на преодоление рисков загрязнения подземных горизонтов и устранение технических проблем, неизбежно сопровождающих геотермальную энергетику.

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компании
Турбины	<p>1. ПАО «КАЛУЖСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД» ул. Московская, 241, Калуга, Россия, 248021 www.paoktz.ru</p> <p>2. Ленинградский Металлический завод, Свердловская наб., д.18, Санкт-Петербург, 195009 https://power-m.ru/</p>

Приливные электростанции

Существующие проблемы в отрасли.

- высокая стоимость строительства;
- зависимость от импортных поставок оборудования;
- необходимость строительства аналогичных компенсирующих объемов регулирующей генерации.

Возможные пути решения.

- разработка и внедрение новых технологий, ведущих к удешевлению строительства, эксплуатации данного вида станций, а также способных аккумулировать значительные объемы энергии, полученной от приливных электростанций.

По мнению ряда экспертов, совмещение приливных станций с производством водорода могло бы дать синергетический эффект. Полученный водород мог бы заменить традиционное углеводородное сырье для дублирующих ТЭЦ, компенсирующих энергогенерацию во время смены фаз приливов и отливов. Также такой «зеленый» водород (полученный электролизом) может оказаться востребованным экспортным продуктом.

Производители.

Наименование узла (комплектующих)	Наименование компании
Гидротурбины, гидрогенераторы	<p>АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д.3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009 https://power-m.ru/</p>

Меры поддержки

Развитие ВИЭ-генерации в России является одним из приоритетов государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики.

В целях стимулирования инвестиций в развитие направления возобновляемой энергетики в России функционирует комплекс регуляторной поддержки, который включает в себя отборы инвестиционных проектов на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и оплату мощности по ДПМ ВИЭ, отборы инвестиционных проектов на розничных рынках электроэнергии (РРЭ) в целях дальнейшей приоритетной продажи возобновляемой энергии для целей компенсации потерь электросетевых компаний, а также механизм «сальдинирования» выработки микрогенерации и потребления энергии бытовыми и коммерческими потребителями в пределах 15 кВт.

В технологически удаленных и изолированных энергосистемах (ТИТЭС) действует механизм окупаемости инвестиций в случае замещения дорогостоящей топливной выработки в соответствии с энергосервисными контрактами.

С 2013 года на оптовом рынке электрической энергии и мощности функционирует механизм стимулирования инвестиций в строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, посредством оплаты мощности таких объектов с использованием договоров о предоставлении мощности – ДПМ ВИЭ.

Согласно данному механизму, поддержка предоставляется на конкурсной основе инвестиционным проектам солнечной, ветровой генерации и малой гидрогенерации с наименьшими показателями удельных капитальных вложений (стоимости производства электроэнергии - для проектов, отбираемых с 2021 года посредством платежей за мощность в течение 15 лет).

Помимо стимулирования инвестиций в развитие солнечной генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности в рамках ДПМ ВИЭ, в России функционируют и другие меры регуляторной поддержки. Так, механизм поддержки микрогенерации, предоставляющий потребителям электрической энергии

возможность продавать в общую сеть излишки электроэнергии в объеме не более 15 кВт на основе взаимозачета с потребляемой от сбытовой компании электроэнергии, был принят в 2021 году.

Законодательная база

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (определяет ключевые положения государственной системы управления развитием возобновляемой энергетики на оптовом и розничных рынках).

Распоряжение Правительства РФ от 08 января 2009 года № 1-р (определяет основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года).

Постановление Правительства Российской Федерации от 03.06.2008 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» и постановление Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» (в части квалификации и подтверждения локализации оборудования ВИЭ).

Постановления Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» и от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (определяют основы поддержки ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности).

Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии», постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных

рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (раздел XV «Правила проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии»), приказ ФАС России от 14.02.2022 № 104/22 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую с использованием квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами» (в части поддержки ВИЭ на розничных рынках электрической энергии).

Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2021 № 299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации» (поддержки микрогенерации (в том числе на основе ВИЭ)).

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также

объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (правила технологического присоединения объектов к электрическим сетям).

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На протяжении последних лет США, страны Европейского союза, Китай показывали довольно высокие темпы развития ВИЭ и несмотря на принятые решения отдельных стран о сдвиге сроков вывода из эксплуатации угольной и атомной генерации, обусловленное режимом чрезвычайной ситуации в газоснабжении, долгосрочные стратегические цели по объемам ввода генерирующих объектов ВИЭ корректируются только в сторону увеличения.

В частности, в ЕС утвержденный в 2018 году целевой показатель доли ВИЭ – генерации в общем объеме энергопотребления к 2030 году, составляющий 32%, в 2021 году был повышен до 40% (плановая совокупная установленная мощность ВИЭ-генерации – 1 067 ГВт). В мае 2022 года Европейская комиссия (ЕК) опубликовала План по ускорению энергоперехода (REPowerEU) с предложением о повышении целевой доли ВИЭ до 45% (плановая совокупная установленная мощность ВИЭ-генерации – 1 236 ГВт). Весной 2022 года европейские государства одно за другим стали актуализировать свои энергетические стратегии. Теперь в них фигурируют еще более амбициозные цели по декарбонизации и темпам развития ВИЭ – актуальные обновленные национальные обязательства ЕС по достижению доли выработки электроэнергии за счет ВИЭ-генерации в объеме 63%² должны быть обеспечены к 2030 году. При этом ряд стран ЕС планирует к 2030 году почти на 100% перейти на электроэнергию ВИЭ.

В США объявленные Президентом США Д. Байденом планы перевода на ВИЭ предполагают установку по всей стране 500 миллионов солнечных панелей, 8 миллионов солнечных крыш, коммунальных солнечных энергетических систем и 60 тысяч ветряных турбин», которые покроют площадь в 228 тысяч кв. миль, равную площади штатов Калифорния и Вашингтон, вместе взятых.

В странах ЕАЭС в среднесрочной перспективе основные энергетические мощности будут продолжать работу на основе ископаемого сырья, также возможно строительство новых атомных станций.

Учитывая текущее состояние, а также особенности развития ВИЭ в странах ЕАЭС в целях среднесрочного и долгосрочного планирования интеграции в

энергосистемы государств-членов все виды ВИЭ можно классифицировать на: приоритетные (внедрение которых возможно и целесообразно развивать в первоочередном порядке) и перспективные (внедрение которых может носить долгосрочный характер).

Исходя из данной классификации приоритетными видами ВИЭ являются: в Республике Армения: малая гидроэнергетика, солнечная энергетика; в Республике Беларусь, Республике Казахстан, Кыргызской Республике и Российской Федерации: малая гидроэнергетика, ветроэнергетика, солнечная энергетика (для Республики Беларусь еще и производство биотоплива) (Приложение 2).

Перспективными видами ВИЭ являются: в Республике Армения: ветроэнергетика, геотермальная энергетика, производство биотоплива; в Республике Беларусь: геотермальная энергетика; в Республике Казахстан и Кыргызской Республике: геотермальная энергетика, производство биотоплива; в Российской Федерации: геотермальная энергетика.

Также в Российской Федерации перспективными технологиями являются: развитие систем накопления энергии в комплексе с объектами ВИЭ-генерации, технологии водородной энергетики с использованием возобновляемых источников энергии, сооружение гидроаккумулирующих электростанций, развитие малой и распределенной генерации на базе использования гибридных энергоустановок, сочетающих возобновляемые и традиционные источники энергии;

Исходя из приведенной Докладе информации, к 2030 году государствам-членам на базе ВИЭ планируется дополнительно обеспечить выпуск 56,1 млрд кВт·ч. электроэнергии, в том числе в Республике Армения – 1,2 млрд кВт·ч., в Республике Беларусь – 0,9 млрд кВт·ч., в Республике Казахстан – 28,7 млрд кВт·ч., в Кыргызской Республике – 0,4 млрд кВт·ч., в Российской Федерации – 24,9 млрд кВт·ч.

Дальнейшее увеличение выработки электроэнергии энергоустановками на базе ВИЭ потребует разработки передовых технологий ВИЭ и организации производства в странах ЕАЭС соответствующего оборудования, конкурентоспособного на мировом рынке, что позволит расширить номенклатуру, а также способствовать увеличению объемов высокотехнологичного экспорта.

В целях оптимального развития в государствах – членах Евразийского экономического союза возобновляемых источников энергии с учетом целесообразности создания условий для расширения на территориях государств – членов промышленной кооперации в сфере ВИЭ **предлагаем рекомендовать** государствам-членам:

1. Принимать во внимание перечень производителей комплектующих для систем на основе ВИЭ (Приложение 1).
2. Стимулировать развитие в странах ЕАЭС производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования, применяемого при производстве электрической энергии с использованием ВИЭ, с учетом долгосрочных прогнозных значений ввода в эксплуатацию мощностей на основе ВИЭ.
3. Содействовать участию производителей ВИЭ в кооперационных и технологических цепочках по организации на территориях государств-членов производства экономически конкурентоспособных систем на основе ВИЭ, в том числе принципиально новых энергетических установок с максимально возможной локализацией производства.
4. Вносить в Евразийскую экономическую комиссию предложения в целях формирования перечня наилучших доступных технологий по энергетической эффективности в сфере ВИЭ.
5. Стимулировать развитие с учетом интеграционного потенциала Союза научно-технического сотрудничества организаций государств-членов, в том числе путем обмена опытом, а также проведения совместных научных исследований и разработок в сфере создания систем на основе ВИЭ.
6. Стимулировать реализацию программ по подготовке специалистов в области проектирования и эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.
7. Содействовать созданию системы стимулирования потребителей электрической энергии к последовательному увеличению объемов приобретения электрической энергии, производимой на основе использования ВИЭ.

8. Способствовать совершенствованию государственной статистической отчетности по использованию ВИЭ в сфере производства и потребления электрической энергии.

V. ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение1. Перечень производителей комплектующих для ВИЭ

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
1. Малая гидроэнергетика					
1. Гидротурбины	ОАО «Хорда», Котайкский марз, ул. Есаян, д. 20/2, г. Чаренцаван	–	–	ОсОО «Кыргыз Унаа Курулуш», мкр. Туран, 27А, участок 1, г. Ош	ООО «НПО «ЭЛЕКТРОМАШ», ул. Луначарского, соор. 31, г. Екатеринбург ООО «Деалан Энерго», ул. Воткинское шоссе, д. 43, г. Ижевск АО «Уралгидромаш», ул. Карла Либкнехта, 2А, г. Сысерть, Свердловская область АО «Тяжмаш», ул. Гидротурбинная 13, г. Сызрань АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д.3, лит. А, г. Санкт- Петербург

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
2. Шкафы управления					ООО «Электротяжмаш- Привод», ул. Пожарского, 8, г. Лысьва, Пермский край НПО «ЭЛСИБ», ул. Сибиряков- Гвардейцев, 56, г. Новосибирск ООО «Русэлпром», проспект Вернадского, дом 37, корп. 1, г. Москва ООО «Фойт Гидро», Подсосенское ш., зд. 70, г. Балаково, Саратовская область ООО «НПО «ЭЛЕКТРОМАШ», ул. Луначарского, соор. 31, г. Екатеринбург
			ТОО «Инфраэнерго», ул. Медеу, 7, г. Талдыкорган ТОО «KMG Automation», ул. Валиханова 6, г. Атырау ТОО «ДИМ Строй», ул. Целинная 108/2Б, г. Усть-Каменогорск		

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация

ТОО
 «Инжиниринговая
 компания
 «МунайГаз», ул.
 Сакена Сейфуллина
 проспект, 1/2, г.
 Караганда
 ТОО «Нефтегазовый
 Сервисный Альянс»,
 район Астана,
 проспект Алии
 Молдагуловой,
 Строение 46, г.
 Актобе
 ТОО «Компания
 «ТрансСтройСнаб»,
 Алматинская область,
 Талгарский район, с.
 Туздыбастау, ул.
 Жылкыбай, дом 1 а

2. Ветроэнергетика

3. Ветровые турбины и их части	—	—	TREE ENERGY, ул. Кунаева, д. 216, г. Алматы	—	АО «НоваВинд», Ростовская обл., г. Волгодонск, Жуковское ш., 10
4. Башни ветрогенераторов			TOO United Energy Qazaqstan, ,		ООО «ВетроСтрой Деталь»,

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
	Коргалжинское ш. д. 5, г. Астана				
	Ростовская область, г. Волгодонск, улица 9-я Заводская, дом 11. ООО «ВиндарСевер сталь», ул. Ленина, 224Б, г. Таганрог				

3. Солнечная энергетика

5. Фотоэлектрические элементы (пластины, ячейки, модули, твердотельные элементы для аккумуляции энергии солнца, стеклогранулы для производства паст для проводящих дорожек солнечных фотоэлементов)	ООО «Мульти Солар», Котайкский марз, с. Ариндж, квартал Г, 9-я улица, №2 ООО «Профпанель», пр. Аршакуняц, 25/1, г. Ереван ООО «ЭЛЭЙ СОЛАР», ул. Рафи 111, г. Ереван ООО «Солара» ул. Никогайос Буниатян, 14, г. Ереван ООО «Эло инновационные технологии»,	—	—	—	АО «НПП «Квант», 3-я Мытищинская улица д.16, г. Москва АО «Телеком-СТВ», Георгиевский проспект, д. 5, стр.1, г. Москва ООО «Хевел», г. Новочебоксарск, Шоршельский проезд, 12 ООО «Солар Кремниевые технологии», ул. Рошинская д. 3, корп. АБК, г. Подольск
---	--	---	---	---	--

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
ул. Вардананц 28/69, г. Ереван					ООО «ЭнКОР Групп», Калининградская область, г Черняховск, р-н Черняховский, ул. Промышленная

4. Геотермальная энергетика

6. Турбины	—	—	—	—	ПАО «КАЛУЖСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД», ул. Московская, д. 241, г. Калуга Ленинградский Металлический завод, Свердловская наб., д. 18, г. Санкт- Петербург
------------	---	---	---	---	--

5. Приливные электростанции

7. Гидротурбины, гидрогенераторы	—	—	—	—	АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, г. Санкт- Петербург
-------------------------------------	---	---	---	---	--

Наименование комплектующих	Организации – производители комплектующих				
	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация

6. Производство биотоплива

8. Котлы на биомассе

— — — — —

НПП
«Белкотломаш»,
ул. Строителей,
д. 10, Бешенковичи,
Витебская обл.
СООО
«КОМКОНТ»,
ул. Федюнинского,
д. 19, г. Гомель
ОАО «ГСКБ»,
ул. Писателя
Смирнова, д. 66,
г. Брест
ОАО «Гомельский
 завод
«Коммунальник»,
ул. Владимирова,
д. 10, г. Гомель
ЧПТУП «Летерм»,
ул. Якубова, д. 82,
г. Минск

Приложение2. Приоритетные и перспективные виды ВИЭ

	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
Малая гидроэнергетика					
Ветроэнергетика	■				
Солнечная энергетика					
Геотермальная энергетика	■	■	■	■	■
Производство биотоплива	■	■	■	■	
Приливные электростанции					■

Приоритетный вид ВИЭ

Перспективный вид ВИЭ

VI. СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ИНФОРМАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Перечень приоритетных видов экономической деятельности для промышленного сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза (Приложения № 1 к Основным направлениям промышленного сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза, утвержденных Решением Евразийского межправительственного совета от 30 апреля 2021 года № 5).

Статистический ежегодник Евразийского экономического союза, Евразийская экономическая комиссия, 2021 год.

Министерство энергетических инфраструктур и природных ресурсов Республики Армения (<http://www.minenergy.am/ru>).

Информационная презентация Министерства энергетики Республики Армения «Энергетика в Республике Армения», 2019 год.

Информационная презентация Министерства энергетики Республики Армения «Энергетика в Республике Армения», 2021 год.

Статистический комитет Республики Армения (<https://www.armstat.am/ru/>)

Журнал «Иновации и инвестиции» № 11, 2018 год.

Министерство высокотехнологической промышленности Республики Армения (<https://hti.am/>).

Министерство энергетики Республики Беларусь (minenergo.gov.by).

Министерство промышленности Республики Беларусь (<https://minprom.gov.by>).

Национальный статистический комитет Республики Беларусь (<https://www.belstat.gov.by>).

Энергетический баланс Республики Беларусь, 2021 год.

Сборник «Электроэнергетика стран СНГ 2010-2020 гг.».

Государственная программа «Энергосбережение» на 2021-2025 годы, Подпрограмма 2 «Развитие использования местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии» (<https://energoeffect.gov.by>).

«Обзор «Оценка готовности Беларуси к возобновляемой энергетике/Renewable readiness assessment for Belarus», Международное агентство по возобновляемыми источникам энергии (IRENA), 2021 год» (<https://energoeffect.gov.by>)».

Министерство энергетики Республики Казахстан, (<https://www.gov.kz/memleket/entities/energo?lang=ru>).

Министерство индустрии и инновационного развития Республики Казахстан (<https://www.gov.kz/memleket/entities/miid?lang=ru>).

Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан (<https://stat.gov.kz/>).

«Анализ рынка электроэнергии и угля Республики Казахстан в 2021 году».

Телеграфное агентство Республики Казахстан «Казтаг» (www.kaztag.kz)

Министерство энергетики Кыргызской Республики (<https://minenergo.gov.kg>)

Национальный статистический комитет Кыргызской Республики (<http://www.stat.kg/ru/>)

Концепция развития малой гидроэнергетики Кыргызской Республики до 2017 года (утверждена Постановлением Правительства Кыргызской Республики от 20.07.2015 № 517).

Министерство энергетики Российской Федерации (<https://minenergo.gov.ru>/).

Федеральная служба государственной статистики (<https://rosstat.gov.ru>/).

Аналитическое исследование «Альтернативная энергетика: перспективы развития рынка ВИЭ в России», группа «Деловой профиль», 2021 год.

Отчет о функционировании ЕЭС России, АО СО ЕЭС, 2021 год

С.В. Черкасов «Методологические основы создания и эксплуатации природно-техногенных системы геотермальной энергетики» (диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук), ФГБУ Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского Российской Академии наук, 2021 год

Информационный сайт «Энергетика и промышленность России» (<https://www.eprussia.ru>).

Европейское статистическое управление (Евростат) при Европейской комиссии (<https://ec.europa.eu/eurostat>).

Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (The International Renewable Energy Agency (IRENA), www.irena.org).

Информационный сайт RenEn «Возобновляемая Энергетика» (www.renen.ru).

Информационный сайт «Мировая энергетика» (<https://www.eesecaec.org/>).

Обзор «Global Electricity Revue», Ember, EU, 2022 год.

Департамент энергетики Правительства США U.S. Department of Energy (<https://www.energy.gov/>).

Center of the American Experiment (<https://files.americanexperiment.org>).

Управление экономики и статистики США (<http://www.esa.doc.gov>).

Статистическая платформа statista.com (www.statista.com).

Журнал «Harvard magazine», декабрь 2021 года, (<https://www.harvardmagazine.com/2021/11/right-now-china-excess-wind-energy>).

Национальная комиссия по развитию и реформам Китайской Народной Республики (<https://www.ndrc.gov.cn>).

Национальное статистическое бюро Китайской Народной Республики (<http://www.stats.gov.cn/english/>).

Ассоциация по сбережению водных ресурсов Китайской Народной Республики (<https://www.chinawaterrisk.org/>).

Информационное агентство «Bloomberg» (<https://www.bloomberg.com/>).

Министерство новых и возобновляемых источников энергии Республики Индия (<https://mnre.gov.in/>).

Обзор энергетического сектора Республики Индия, 2021 год (<https://www.iea.org/reports>).

Информационный бюллетень АРВЭ «Рынок возобновляемой энергетики: текущий статус и перспективы развития» (июль 2022), буклете «Мифы и сказания о возобновляемой энергетике» (декабрь 2022).