



**«Анализ возможности внедрения различных технологий возобновляемой энергетики, включая теплоснабжение, охлаждение и горячее водоснабжение (ГВ) в разных географических зонах, с учетом ресурсного потенциала»**

Отчет подготовлен в рамках проекта Правительства Республики Казахстан и Программы Развития ООН при финансовой поддержке Глобального Экологического Фонда «Снижение рисков инвестирования в возобновляемые источники энергии».

### **Цель проекта:**

Оказание содействия Правительству РК по развитию возобновляемой энергетики и улучшении инвестиционного климата, стимулирующего активное внедрение объектов ВИЭ в стране.



*Программа развития Организации Объединенных Наций (ПРООН) является ведущей организацией ООН, борющейся с несправедливостью, вызванной нищетой, с неравенством и изменением климата. Работая с широкой сетью экспертов и партнеров в 170 странах, мы помогаем создавать интегрированные, долгосрочные решения для людей и планеты. Узнайте о нас больше на сайте [undp.org](http://undp.org) или присоединяйтесь на @UNDP.*



*Глобальный экологический фонд (ГЭФ) является крупнейшим в мире источником финансирования проектов в области охраны биоразнообразия, восстановления природной среды, снижения загрязнения окружающей среды и борьбы с изменением климата в развивающихся странах. ГЭФ осуществляет финансирование деятельности в рамках международных конвенций об охране окружающей среды, а также выдвинутых заинтересованными странами инициатив, которые создают глобальные выгоды. Партнёрство ГЭФ обеспечивает взаимодействие между правительствами 184 входящих в него стран и гражданским обществом, коренными народами и частным сектором, а также тесно сотрудничает с другими учреждениями, финансирующими экологические проекты, с целью увеличения эффективности и воздействия. За последние три десятилетия ГЭФ предоставил более 22 млрд долл. США в виде грантов и смешанного финансирования и дополнительно привлёк 120 млрд долл. США в порядке софинансирования для реализации свыше 5 000 национальных и региональных проектов; кроме того, в рамках своей Программы малых грантов он предоставил финансирование на реализацию 27 000 инициатив, выдвинутых общинами.*

## Список исполнителей

№	Наименование организации	ФИО, должность
1	НАО «Международный центр зелёных технологий и инвестиционных проектов»	Медиева Гульбазар Акыловна, Руководитель Офиса НТР, НТС и Институт «Зелёный мост»
2		Джангельдинов Бауржан, главный менеджер Офиса НТР, НТС и Институт «Зелёный мост»
3	АО «КазНИПИ Институт Энергопром»	Молчанова Любовь Михайловна, Начальник отдела охраны окружающей среды
4		Архипкин Олег Олегович, эксперт по ВИЭ
5	ТОО «Energy on track»	Сулейменова Шара Зинаддиновна, директор
6		Пузий Виталий Юрьевич, технический директор

# Оглавление

Аббревиатуры и сокращения .....	6
Введение .....	8
1. Обзор государственной политики в области развития возобновляемых источников энергии .....	11
1.1. Обзор текущей ситуации .....	14
1.2. Методология оценки теоретического потенциала ВИЭ .....	17
2. Оценка теоретического и экономического потенциала имеющихся возобновляемых источников энергии .....	19
2.1. Энергия ветра .....	21
2.2. Энергия солнца .....	24
2.3. Малая гидроэнергетика .....	27
2.4. Энергии биомасс .....	30
2.5. Геотермальная энергия .....	35
3. Оценка экономического потенциала ВИЭ .....	41
3.1. Методология расчёта экономического потенциала (LCOE) .....	42
3.2. Расчет для ВИЭ показателя LCOE с учетом условий Казахстана .....	43
3.3. Расчет показателей проектов .....	44
4. Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии .....	47
5. Анализ тарифов в городах Казахстана (карта тарифов) .....	53
6. Определение областей Казахстана с наибольшим экономическим потенциалом «тепловых» ВИЭ в жилищном секторе .....	60
6.1. Централизованное теплоснабжение .....	61
6.1.1. Солнечные коллекторы .....	61
6.1.2. Тепловые насосы .....	62
6.2. Дополнение работы топливных котельных .....	64
6.2.1. Электронагревательные системы .....	65
6.2.2. Теплоисточники на газе .....	66
6.3. Определение районов с доступом домохозяйств к магистральным газопроводам .....	68
7. Оценка применений технологий ВИЭ из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ для различных видов конечного использования энергии .....	70

8. Оценка требуемых инвестиционных затрат технически доступных технологий ВИЭ, которые могут быть применены для различных потенциальных видов конечного использования энергии .....	72
8.1. Производство электроэнергии на ВИЭ .....	73
8.1.1. Распределенная генерация .....	73
8.1.2. Автономная генерация .....	74
8.2. Производство тепловой энергии из ВИЭ .....	75
9. Анализ результатов интервью вовлечённых сторон отрасли ВИЭ .....	78
10. Снижение выбросов парниковых газов при внедрении ВИЭ для теплоснабжения .....	82
11. Оценка экономической целесообразности или рентабельности возможного применения технологий ВИЭ в деятельности малых и средних предприятий и других пользователей .....	84
11.1. Промышленные предприятия .....	86
11.2. Субъекты малого и среднего бизнеса .....	88
11.3. Бюджетные организации .....	89
11.4. Многоквартирные жилые дома .....	90
11.5. Частные домохозяйства .....	90
12. Анализ технической осуществимости и экономической целесообразности или рентабельности замены традиционных энергоносителей различными ВИЭ с учетом ресурсного потенциала .....	91
13. Разработка Инженерно-финансовых планов .....	95
13.1. Системы с использованием солнечных коллекторов .....	96
13.2. Системы с использованием тепловых насосов .....	100
13.2.1. Воздушные тепловые насосы .....	100
13.2.2. Геотермальные тепловые насосы .....	102
13.2.3. Тепловые насосы с использование вторичных энергетических ресурсов (сбросное тепло) .....	103
Заключение .....	104
Источники .....	107
Приложение 1 .....	109
Приложение 2 .....	114
Приложение 3 .....	115



# Аббревиатуры и сокращения

АБР	Азиатский Банк Развития
АВЭК	Ассоциация возобновляемой энергетики Казахстана
АЭОК	Ассоциация экологических организаций Казахстана
ВБ	Всемирный Банк
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВЭР	Вторичные энергоресурсы
ВЭС	Ветровые электростанции
ГВ	Горячее водоснабжение
ГЭР	Государственный энергетический реестр
ДАМУ	АО «Фонд развития предпринимательства «ДАМУ»
ЕБРР	Европейский Банк Реконструкции и Развития
Зеленая концепция	Концепция перехода Казахстана к «зеленой экономике»
кВт·ч	Киловатт-час
МВт	Мегаватт
МИИР	Министерство индустрии и инфраструктурного развития РК
МНЭ	Министерство национальной экономики РК
МСБ	Малый и средний бизнес
МФЦА	Международный Финансовый Центр «Астана»
МЦЗТ	Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов



МЭ	Министерство энергетики РК
МЭА	Международная энергетическая ассоциация
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПО	Неправительственная организация
НПП «Атамекен»	Национальная палата предпринимателей Казахстана «Атамекен»
ООН	Организация Объединенных Наций
ПГ	Парниковые газы
Правительство	Правительство Республики Казахстан
ПРООН	Программа развития Организации Объединенных Наций
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
СЭС	Солнечные электростанции
ТН	Тепловой насос
ТПИ	Твердые полезные ископаемые
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ЭК	Электродкотлы
GHI	Global Horizontal Irradiance
LCOE	Levelized cost of electricity
MRV	Процедуры мониторинга, отчетности и верификации ПГ

# Введение

В мировой экономике отмечается тенденция роста спроса на энергоносители и связанные с этим услуги для обеспечения социально-экономического развития и улучшения благосостояния и здоровья человека. Каждое государство нуждается в энергоснабжении для удовлетворения основных потребностей граждан (таких как, освещение, приготовление пищи, комфорт и коммуникации) и для развития производственных мощностей.

Увеличение использования ископаемого топлива (уголь, нефть и газ) в энергоснабжении привело к стремительному росту выбросов парниковых газов и увеличению концентраций вредных веществ в атмосфере.

На объём выбросов парниковых газов значительно влияют такие факторы как структура экономики, имеющиеся и используемые виды топливно-энергетических ресурсов. Республика Казахстан входит в число десяти стран мира с самым высоким уровнем интенсивности выбросов парниковых газов на единицу ВВП. Следовательно, замещение ископаемого топлива возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) при производстве тепла и электроэнергии, наравне с повышением энергоэффективности производственных процессов, являются основными способами снижения выбросов парниковых газов.

Проект ПРООН-ГЭФ «Снижение рисков инвестирования в возобновляемые источники энергии» реализуется в целях стимулирования инвестиций и содействие в развитии проектов ВИЭ, а также достижения поставленных целей в рамках стратегии «Казахстан 2050», Концепции по переходу к «Зеленой экономике» и развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года.

Деятельность проекта преимущественно нацелена на наиболее доступные ветряные и солнечные источники энергии. Вместе с тем, проектом уделяется внимание рассмотрению вопросов вовлечения в баланс иных видов возобновляемой энергетики (биогаз, биомасса, геотермальная энергия, гидроэнергетика и т.д.). Одной из ключевых задач проекта является внедрение и применение в Республике Казахстан новейших коммерческих и финансовых моделей для внедрения маломасштабных ВИЭ.

Ожидаемым результатом реализации проекта является поддержка Министерства энергетики в достижении целей по доле ВИЭ в энергобалансе страны 3% к 2020 г., 6% к 2025 г., 10% к 2030 г. что в свою очередь будет способствовать выполнению Казахстаном взятых обязательств в рамках парижских соглашений 15%снижение выбросов CO<sub>2</sub>.

В данном отчете приведен анализ возможности внедрения различных технологий возобновляемой энергетики, включая теплоснабжение, охлаждение и горячее водоснабжение (ГВ) в разных географических зонах, с учетом ресурсного потенциала.

Перспективными технологиями ВИЭ определены:

- Солнечные электростанции (solar PV на фотоэлементах);
- Солнечные коллектора;
- Ветровые генераторы;
- Тепловые насосы на различных источниках низкопотенциального тепла;



- Малые ГЭС, без плотинные;
- Котельные на биомассе и биогазовые установки.

Рассматриваемые в рамках данного отчёта задачи:

**Задача № 1.** Сбор и обработка новых и обновленных данных о подтвержденных / оценочных количествах всех имеющихся местных возобновляемых источников энергии в Казахстане. Будет выполнено сопоставление различных местных ресурсов ВИЭ в стране с аннотациями для каждого географического региона / зоны страны, по крайней мере, относительно типов, доказанных / расчетных объемов каждого ресурса ВИЭ.

**Задача № 2.** Оценка теоретического и экономического потенциала имеющихся возобновляемых источников энергии, включая необходимые инвестиции для их разработки или улучшения для коммерческого использования, а также экономики разработки и использования таких местных ресурсов возобновляемой энергии.

**Задача № 3.** Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии, в том числе для электроэнергетики (on-grid/off-grid) и применения не для целей электрогенерации (например, горячее водоснабжение жилых домов, централизованное теплоснабжение и / или охлаждение, подогрев и / или охлаждение промышленных процессов) в различных географических зонах страны с учетом зональных особенностей каждого ресурса, например, геотермальных источников (просмотр документов и данных, доступных в Интернете, камерально). Выявить области с наибольшим экономическим потенциалом «тепловых» ВИЭ в жилищном секторе, провести онлайн-исследование, для подготовки карты тарифов на отопление в городах Казахстана, и их группирование в наименее перспективные (низкие тарифы), наиболее перспективные (высокие тарифы) и 1–2 промежуточные группы.

**Задача № 4.** Оценка различных применений технологий возобновляемых источников энергии из технически доступных и экономически жизнеспособных местных возобновляемых источников энергии для различных видов конечного использования энергии, например, в жилых домах, экономической деятельности государственных организаций, сообществ домовладельцев и малых и средних предприятий (МСП), включая, но не ограничиваясь: сектор услуг (например, станции технического обслуживания/ автосалоны / автомойки и т.д.), торговлю продуктами питания, гостиничный сектор, сектор общественного питания, складскую логистику, переработку, включая готовую продукцию (за исключением сельскохозяйственного сектора), в том числе системы горячего водоснабжения, отопления и охлаждения. Это также включает определение наиболее перспективных технологий для дальнейшей оценки (см. Задача 5). Для этой задачи должен быть подготовлен Подробный план оценки с указанием: на основе результатов Задачи 3, подходящие технологии ВИЭ и потенциальные конечные применения, где они могут быть рентабельно применены, с указанием типов их применения.

**Задача № 5.** Оценка требуемых инвестиционных затрат технически доступных технологий ВИЭ, которые могут быть применены для различных потенциальных видов конечного использования энергии в стране; и других стимулирующих требований (например, устойчивость поставок ВИЭ, развитие возобновляемых ресурсов, повышение потенциала сопутствующей отрасли, процесс выдачи разрешений, доступность финансирования и т.д.).

**Задача № 6.** Оценка экономической целесообразности или рентабельности возможного применения технологий ВИЭ в деятельности малых и средних предприятий и других пользователей. Для оценки необходимо разработать модель экономической рентабельности и целесообразности на основе MS Excel. Могут быть рассмотрены различные показатели

экономической рентабельности (например, период динамической окупаемости, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма прибыли), необходимо также оценить LCOE для каждого отдельного проекта на основе ВИЭ в типичном месте. Оценка должна проводиться как минимум для 6 типичных ВИЭ, используемых различными типами конечных пользователей. При необходимости могут быть выбраны различные сценарии для типичных потребителей отопления, ГВС и охлаждения (разница может заключаться в масштабе и / или применений, которые могут быть рассмотрены для конкретной технологии ВИЭ, с учетом географического положения и другого альтернативного применения технологий ВИЭ).

**Задача № 7.** Анализ технической осуществимости и экономической целесообразности или рентабельности (сравнение LCOE) замены традиционных энергоносителей (угля, диз. топлива, пропан-бутана, природного газа, электросети или централизованного теплоснабжения) различными ВИЭ с учетом ресурсного потенциала – сравнение должно проводиться с использованием моделей для альтернативного использования оборудования / систем / устройств, основанных на традиционных энергетических технологиях, в соответствии с результатами в Задаче 6 выше, в идентичном формате и для тех же ситуаций.

**Задача № 8.** Подготовка предлагаемых инженерно-финансовых планов (на основе результатов Задач 6 и 7) для реализации технически и экономически осуществимых систем на основе возобновляемых источников энергии. Планы должны быть такого качества, чтобы заинтересованные инвесторы могли ими пользоваться без (или, как минимум, с минимальными изменениями).

**Задача № 9.** Документирование собранных и обработанных новых и обновленных данных о ресурсах ВИЭ; Сопоставление ресурсов ВИЭ; а также выводы, заключения и рекомендации по результатам проведенных оценок. Это включает подготовку документов, которые будут использоваться для обеспечения поддержки со стороны правительства и других доноров) в применении технически и экономически жизнеспособных технологий использования возобновляемых источников энергии в Казахстане и на основе планов, которые будут подготовлены в Задаче 8, а также снизить энергоемкость конечных пользователей.

**Задача № 10.** Презентация результатов различных задач, которые были выполнены в рамках данного консультационного задания, основным заинтересованным сторонам (2 презентации), таким как Министерство энергетики и промышленные и гражданские ассоциации, например бизнес-ассоциации или ассоциации домовладельцев, активистов сообществ домовладельцев, включая соответствующую презентацию и сессию вопросов и ответов. Программа презентации и состав участников должны быть согласованы и утверждены командой Проекта DREI.

1. Обзор государственной политики в области развития возобновляемых источников энергии

Климатическая повестка побуждает многие страны ставить цели по декарбонизации и достижению углеродной нейтральности, ужесточение регламентов и мер по ограничению эмиссий CO<sub>2</sub>. Добровольно принятые обязательства безусловно оказывают существенное влияние на топливно-энергетический комплекс этих стран.

Республика Казахстан за три десятилетия независимости смогла создать одну из развитых экономик региона. Дальнейшее развитие страны осуществляется путём перехода от экономики, зависящей от нефти, к «зеленой экономике». Это закреплено в многочисленных национальных стратегических документах, а также во множестве отраслевых политик и планах за последние десять лет, таких как:

- Закон о поддержке ВИЭ (2009 г.);
- Закон об энергосбережении и повышении энергоэффективности (2012 г.);
- Концепция по переходу к Зелёной экономике (2013 г.);

В Концепции перехода Казахстана к «зеленой» экономике установлены целевые показатели по достижению доли ВИЭ в генерации электроэнергии до 15% в 2030 г., и до 50% в 2050 г. (включая альтернативные источники энергии). В настоящее время в Казахстане ведется подготовка Стратегии перехода к углеродной нейтральности РК до 2060 года, в рамках которой предполагается увеличение доли ВИЭ не только для генерации электроэнергии, но и производства тепловой энергии.

В Казахстане поддержка объектов ВИЭ ведется через аукционный механизм, позволяющий не только оказывать понижающее давление на цену электроэнергии ВИЭ, но и регулировать объемы ввода мощностей с учетом доступности маневренных мощностей, электросетевой инфраструктуры и возможностей интеграции ВИЭ в энергосистему.

Для объектов ВИЭ, вводимых вне аукционного механизма поддержки, существующий подход через согласование схем выдачи мощности формирует требование по наличию аккумулирующих мощностей для компенсации переменного характера выработки электроэнергии.

Данный механизм позволит не превышать лимиты мощностей ВИЭ для надежной работы энергосистемы ЕЭС Казахстана и не приведет к риску тарифного дефицита

В результате проводимой работы и с учетом растущего тренда на снижение стоимости строительства станций ВИЭ, обеспеченного за счет постоянного развития технологий, растущего спроса со стороны инвесторов и экономии на масштабе создаётся значительный импульс развитию ВИЭ Табл. 1.

**Таблица 1 – Динамика роста мощностей ВИЭ в Казахстане. [1]**

Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Количество объектов	26	48	51	57	67	90	116	134
Суммарная мощность, МВт	178	251	296	343	531	1050	1685	2 010

Динамика роста сектора ВИЭ свидетельствует, что введенные механизмы стимулирования инвестиций (фиксированные тарифы ВИЭ – 2013 год и внедрение аукционного механизма отбора проектов ВИЭ в 2017 г) показали свою эффективность – мощности станций ВИЭ, выросли с 178 МВт (2014 год) до 2 010 МВт (2021 год), что привело к росту доли ВИЭ в структуре производства электроэнергии.

Сведения о действующих и строящихся крупных объектах ВИЭ приведены в Приложении 1.

Кроме объектов крупномасштабных объектов ВИЭ, вводимых в рамках государственных механизмов поддержки, существует ряд проектов, реализованных, как частными инвесторами:

- солнечная электростанция «Парк информационных технологий Алатау»
- солнечная электростанция ТОО «СКЗ – U»
- малые солнечные установок размещены на ряде коммерческих и муниципальных зданий;
- реализуется проект «Солнечная энергия школам» в рамках сотрудничества Министерства энергетики РК и компании «Шелл»;
- в ряде школ и детских домах установлены солнечные коллекторы<sup>1</sup>
- на севере страны в ряде школ реализованы пилотные по переводу котельных на биотопливо (солома, щепа)
- и другие проекты общей мощностью 17,8 МВт (подробнее см. Таб. 5)

---

<sup>1</sup> <https://www.zakon.kz/4681167-detskie-doma-kazakhstana-perekhodjat-na.html>

## 1.1. Обзор текущей ситуации

Сжигание угля обеспечивает 80% выработки электроэнергии в стране. По данным министерства энергетики РК на 2021 год 3,7% (4,2 млрд кВт\*ч) электроэнергии производится из возобновляемых источников (ВИЭ),

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 190 электрических станций различных форм собственности. Общая установленная мощность электростанций (см. Табл. 2) Казахстана на 31 декабря 2021 года составляет 23957,3 МВт.

**Таблица 2 – Установленные мощности электростанций Казахстан на 31.12.2021 г.\* [2]**

Электростанции	Установленная мощность, МВт
Тепловые электростанции, всего	19456,2
паротурбинные	17394,5
пылеугольные	13384,5
на газе и мазуте	4010,0
газотурбинные	2 061,7
Гидроэлектростанции,	2806,2
в том числе малые	271,4
Ветряные электростанции	659,5
Солнечные электростанции	1034,3
Биогазовые установки	1,1

По итогам 2021\* года в Казахстане действовали 134 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 2010 МВт. Выработка электроэнергии объектами ВИЭ по итогам 2021 года составила 4,2 млрд кВт\*ч, что составляет 3,7% от общей выработки электроэнергии в стране. Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ по сравнению с аналогичным периодом 2020 года составляет 31%. По количеству объектов ВИЭ в разрезе технологий преобладают СЭС и ГЭС.

Наибольшее количество станций размещено в Алматинской, Туркестанской и Жамбылской областях. При этом, по информации Министерства энергетики Республики Казахстан, 96% всей производимой электроэнергии ВИЭ сосредоточено в четырех областях Казахстана – Алматинская, Жамбылская, Восточно-Казахстанская и Туркестанская.

Централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, осуществляется на основе заключенных договоров с энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ и условными потребителями по типовым формам, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан.

Согласно данным министерства энергетики РК в 2021 года доля ВИЭ в структуре производства электрической энергии составила 3,7% Табл. 3 [1]. Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ за 2021 год по сравнению 2020 год составляет 1,06 млрд кВт\*ч (рост на 33,5% за год).

**Таблица 3 – Результаты развития ВИЭ в 2021 г.**

Показатели	Ед. изм.	2021 г
Установленная мощность, в том числе:	МВт	2010
ветровые электростанции	МВт	684
малые ГЭС	МВт	280
солнечные электростанции	МВт	1038
биоэлектростанции	МВт	8
Выработка электроэнергии	млрд кВт*ч	4,2
Доля вырабатываемой электроэнергии ВИЭ в общем объеме производства	%	3,7%

Первые аукционы по отбору проектов ВИЭ в Республике Казахстан были проведены АО «КОРЭМ» в 2018 г. В целом, за три года (2018–2021 гг.) было проведено 75 аукционов ВИЭ.

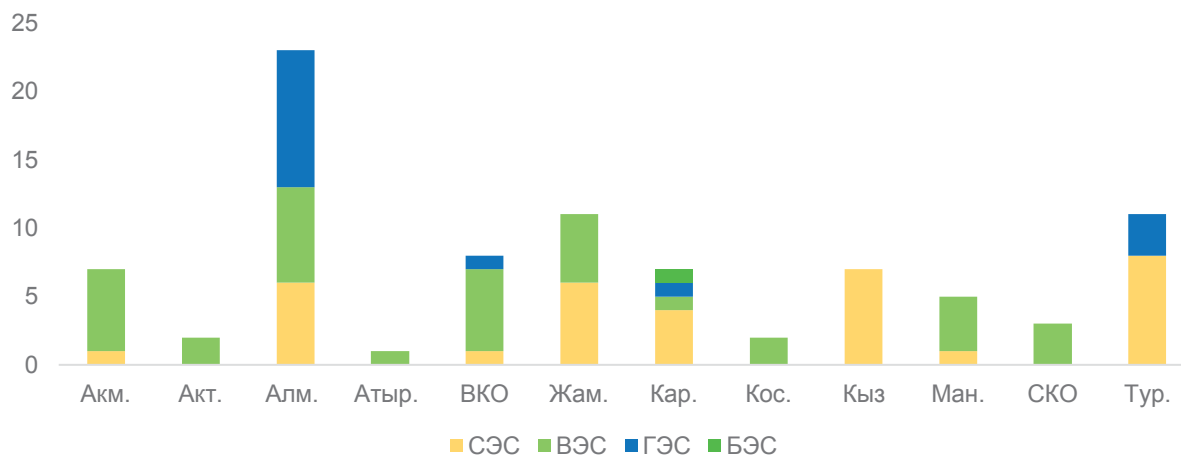
**Таблица 4 – Результаты аукционных торгов в Казахстане за 2018–2021 гг. [3]**

Технология ВИЭ / Год	Отобрано проектов (МВт)				Стартовая предельная аукционная цена (тг/кВт*ч)				Минимальная аукционная цена (тг/кВт*ч)			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
ВЭС	500,8	108,9	64,95	50	22,68	22,66	21,69	21,53	17,39	19,27	15,9	14,08
СЭС	270	86,5	60	20	34,61	29	16,97	16,96	18	12,49	14,58	12,87
ГЭС	82,08	7	23	11,8	16,71	15,48	15,48	15,2	12,8	15,43	13,48	15,00
БиоЭС	5	10,4	-	5,15	32,23	32,15	32,15	32,15	32,15	32,15	-	32,14
ИТОГО	857,9	212,9	147,9	86,95	-	-	-	-	-	-	-	-

В целях создания условий развития сектора ВИЭ был принят механизм государственной поддержки, основанный на внедрении централизованной покупки единым покупателем – расчетно-финансовым центром электрической энергии, производимой объектами ВИЭ.

Для реализации данного механизма Системным оператором (АО «КЕГОС») в соответствии с Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 года № 165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» было создано ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии».

По данным ТОО «РФЦ по ВИЭ» по состоянию на 31 декабря 2021 года количество действующих станций ВИЭ, реализующих электроэнергию через ТОО «РФЦ по ВИЭ» составило 87 единиц общей установленной мощностью 1969,91 МВт. [4]



**Рисунок 1 – Количество реализованных проектов ВИЭ.**

Количество и типы объектов ВИЭ в разрезе регионов Казахстана приведены на Рисунке 1.

В 2020 г. ТОО «SSDC» в рамках проекта ПРООН «Проведение анализа развития маломасштабных проектов ВИЭ включая аспекты развития системы MRV для маломасштабных проектов ВИЭ». была собрана и проанализирована информация, касательно маломасштабных объектов ВИЭ мощностью от 1 до 1000 кВт, полученная от акиматов областей и городов республиканского значения, Комитета по статистике МНЭ РК, Министерства образования и науки РК, Министерства сельского хозяйства РК, а также от отдельных учебных заведений. На основании полученной информации от акиматов областей и городов Нур-Султан, Шымкент и Алматы был проведен анализ установленных мощностей малых ВИЭ в разрезе областей Табл. 5 [5].

**Таблица 5 – Сводная таблица по маломасштабным проектам ВИЭ в разрезе областей**

Регион	Количество малых ВИЭ	Суммарная электрическая мощность, кВт	Суммарная тепловая мощность, кВт
Акмолинская область	1	750	–
Актюбинская область	–	–	–
Алматинская область	3	1895	–
Атырауская область	–	–	–
Восточно-Казахстанская область	1484	2 968	–
Жамбылская область	542	1084	–
Западно-Казахстанская область	969	2 036	–
Карагандинская область	3	1970	–
Костанайская область	205	368	12
Кызылординская область	466	932	–
Мангыстауская область	–	–	–
Павлодарская область	2 063	2 500	–



Регион	Количество малых ВИЭ	Суммарная электрическая мощность, кВт	Суммарная тепловая мощность, кВт
Северо-Казахстанская область	148	32,89	52 099
Туркестанская область	3	1550	–
г. Нур-Султан	17	121	2 057
г. Алматы	1	951	–
г. Шымкент	2	600	–
ВСЕГО:	5 907	17 758	54 168

Как видно из Табл. 5–1, 35% всех маломасштабных проектов в Казахстане приходится на Павлодарскую область, 25% Восточно-Казахстанскую область, 16% Западно-Казахстанскую область.

Однако суммарная мощность малых объектов ВИЭ установленных для выработки электроэнергии самая высокая наблюдается в Восточно-Казахстанской области – 17%, 14% Павлодарской области, Алматинская область – 11%, Карагандинская область 11%, Западно-Казахстанская область – 11%. 99% всей тепловой энергии, производимой от источников ВИЭ приходится на Северо-Казахстанскую область

96% маломасштабных проектов ВИЭ по Казахстану установлены индивидуальными предпринимателями, 4% юридическими лицами, в том числе бюджетными организациями. Статистика по физическим лицам акиматами и другими государственными органами не ведется.

Большинство объектов не подключены к сети и работают автономно (более 99%), вырабатывая энергию для собственных нужд.

Суммарная мощность по всему Казахстану генерации электроэнергии от источников ВИЭ составляет 26,5% (18 709 кВт), суммарная мощность производства тепла 73,6% (52 111 кВт). В разрезе используемых источников ВИЭ 97,5% приходится на СЭС (5759 шт.), 1,8%, биомасса – (105 шт.), 0,3% – ветровые установки (16 шт.), 0,05% – ГЭС (3 шт.), 0,07% – биогаз (4шт.), 0,12% тепловые насосы (7 шт.), 0,12% гибридные установки (4 шт.), 0,3% – солнечные коллекторы (6 шт.).

## 1.2. Методология оценки теоретического потенциала ВИЭ

В настоящем разделе в обобщенном виде представлены согласованные принятые допущения и методологии. К ним относятся источники получения информации, определения методологий и принятых допущений, которые позволяют проводить оценку теоретического потенциала различных видов ВИЭ. В данном разделе содержатся формулировки или описания основных определений и концепций, используемых в настоящем отчете, при этом признается, что в различных источниках зачастую используют несогласованные определения и предположения.

По каждому виду ВИЭ оценка делалась на основании обзора научно-технической литературы и удельных показателей плотности энергии, например для солнечной энергии это инсоляция, измеряемая в кВт\*ч/м<sup>2</sup>. Потенциал ветровой энергетики, гидроэнергии,

геотермальной энергии и биоэнергии был оценен, исходя из открытых источников и выполненных оценок. Оценка потенциала солнечной энергетики была выполнена, исходя из оценки солнечной инсоляции.

В данном отчёте не проводили проверки оценок точности данных о ВИЭ, опубликованных в различных источниках. Так как количество источников и объём данных о различных типах ВИЭ в Казахстане ограничены.

Далее, не было стремления выявить или отобрать резко выделяющиеся значения, или выносить суждения в отношении обоснованности допущений по входным параметрам отдельных технологий ВИЭ. Поскольку оценка теоретического потенциала в дальнейшем будет использоваться для определения экономического потенциала, то неизбежны методологические несоответствия, что ограничивает сопоставимость оценок, между различными категориями технологий ВИЭ. Этот недостаток частично компенсируется полнотой информационного поиска, а также широтой и глубиной представленной литературы. Ранее почти не было попыток провести широкий обзор по технологиям ВИЭ и в масштабе географических зон.

Процедура проведения оценки теоретического потенциала включала в себя следующие шаги: подбор источников, их отбор и анализ.

Потенциально подходящие источники определялись при помощи различных механизмов, включая поиск в официальных информационных интернет-ресурсах и специального поиска на веб-сайтах известных научных ресурсов. Данные по технологиям ВИЭ дополнены на основании полученных ответов на информационные запросы в уполномоченные органы, органы статистики и отраслевые ассоциации.

Собранные источники данных проходили три этапа проверки различными экспертами с целью отбора ссылок, которые отвечают критериям качества и релевантности.

Все источники, прошедшие этап отбора, затем непосредственно подвергались оценке на основе более строгих критериев, обеспечивающих чтобы:

- были представлены входные данные, характеристики сценариев/технологии, важные предположения и результаты с достаточной детализацией для того, чтобы результаты можно было проследить и проверить расчеты;
- была проанализирована технология, представляющая интерес в настоящее время или в будущем.

## 2. Оценка теоретического и экономического потенциала имеющихся возобновляемых источников энергии

На основе различных видов ВИЭ можно генерировать электроэнергию, тепловую энергию и механическую энергию, а также производить топливо, которые способны удовлетворять многочисленные потребности в энергоснабжении. Некоторые технологии ВИЭ можно осваивать в пункте использования (децентрализованные технологии) в сельских и городских условиях, в то время как другие технологии в основном развернуты в рамках больших (централизованные технологии) энергетических сетей. В то время как все больше технологий использования ВИЭ становятся технически разработанными и в настоящее время применяются в значительных масштабах, другие технологии находятся на более ранней стадии технической готовности и коммерческого применения или занимают специализированную нишу на рынках. Вырабатываемая энергия технологий ВИЭ может быть изменчивой и, до некоторой степени, непредсказуемой в различных временных масштабах (от нескольких минут до нескольких лет), изменчивой, но предсказуемой, постоянной или управляемой [6].

**Ветроэнергетика** использует кинетическую энергию струй воздуха. Электроэнергия, полученная с помощью ветра, изменчива, и, до некоторой степени, непредсказуема, но опыт и детальные исследования во многих регионах показали, что интеграция энергии ветра обычно не создает непреодолимых технических барьеров [6].

**Технологии преобразования прямой солнечной энергии** используют энергию солнечного излучения для производства электроэнергии с применением фотоэлементов и концентрирования солнечной энергии (КСЭ) для производства тепловой энергии (отопление или охлаждение с помощью либо пассивных, либо активных средств), для обеспечения потребностей в прямом освещении и для потенциального производства топлива, которое может использоваться для транспорта и других целей. Солнечная энергия изменчива и, в некоторой степени, непредсказуема, хотя временной профиль мощности солнечной энергии при некоторых обстоятельствах относительно хорошо коррелирует со спросом на энергию. [6].

**Гидроэнергетика** использует энергию воды, движущейся от более высоких горизонтов к более низким, главным образом, для выработки электроэнергии. Гидроэнергетические проекты предусматривают проекты плотин с резервуарами, проекты в естественном режиме рек и на водотоках и выполняются непрерывно в масштабе проекта. Гидроэнергетические проекты используют ресурс, который меняется во времени. Тем не менее контролируемая выходная энергия, обеспечиваемая гидроэнергетическими сооружениями с резервуарами, может использоваться для обеспечения пиковых потребностей в электроэнергии и помочь сбалансировать системы электроснабжения, в которых большую долю занимают ВИЭ. [6].

**Биоэнергия** может быть получена из различных видов биомассового сырья, в том числе из лесосечных и сельскохозяйственных отходов, а также отходов животноводства; лесных насаждений с коротким оборотом рубки; энергетических культур; органического компонента твердых бытовых отходов и других видов органических отходов. Благодаря целому ряду процессов это сырье может непосредственно использоваться для производства

электроэнергии или тепла, или же может использоваться для создания газообразного, жидкого или твердого топлива. Биоэнергетика, как правило, предлагает постоянную или управляемую выработку энергии. Биоэнергетические проекты обычно зависят от наличия местных и региональных поставок топлива [6].

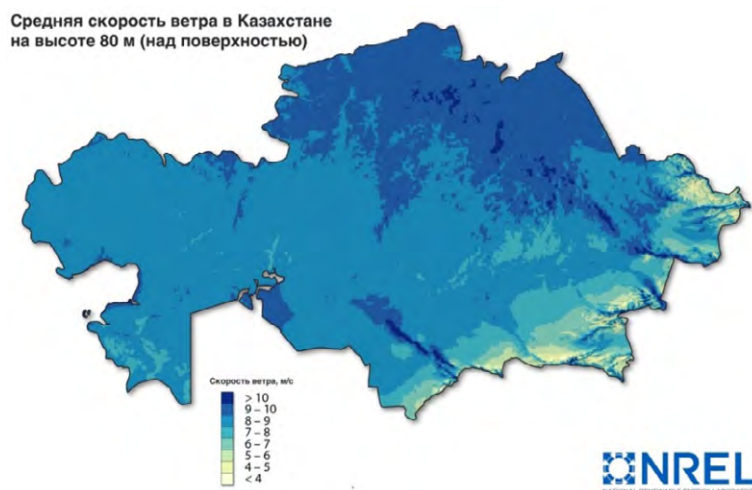
**Геотермальная энергетика** использует имеющуюся тепловую энергию из недр Земли. Тепло извлекается из геотермальных резервуаров с использованием скважин или других средств. Оказываясь на поверхности, жидкость различной температуры может

использоваться для производства электроэнергии или более непосредственно в областях, где требуется тепловая энергия, включая централизованное районное теплоснабжение или использование тепла более низкой температуры из неглубоких скважин для геотермальных тепловых насосов, применяемых для отопления или охлаждения. [6].

## 2.1. Энергия ветра

Ветровой потенциал Республики Казахстан может быть оценен на основании данных ветрового атласа. Ветровой атлас разработан специалистами компаний «PB Power» и «Windlab Systems» (Австралия) в рамках совместного проекта ПРООН/ГЭФ и Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК «Казахстан- инициатива развития рынка ветроэнергетики». Результаты приведены в нижеследующих таблица [7].

Ветровой атлас – это многослойная географическая карта распределения долгосрочной среднегодовой скорости ветра на высоте 80 метров (уровня типичного расположения роторов современных ветровых турбин мегаваттного класса) с двухуровневым моделированием ветровой ситуации при мелкомасштабном разрешении 9 км на см для подавляющей части и крупномасштабном – 100 м/см для восьми площадок (Кордай, Каркаралинск, Ерейментау, Форт Шевченко, Аркалык, Атырау, Нур-Султан, Жулымдык<sup>2</sup>) на основе выполненных продолжительных ветровых измерений (длительностью не менее одного года с 10-ти минутным осреднением двухсекундных показаний всех датчиков). Ветровой атлас Казахстана, выполненный по оценкам RNEL приведён на Рис. 2 [8].

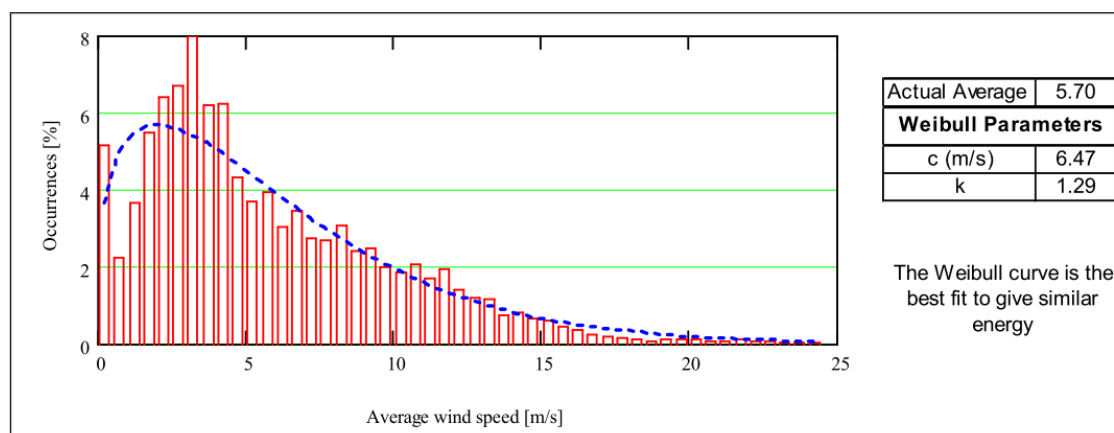


**Рисунок 2 – Средняя скорость ветра в Казахстане на высоте 80 метров<sup>3</sup>.**

Среднегодовая скорость ветра, дает лишь качественное понимание о потенциале ветровой энергии. Более точное распределение скоростей ветра может быть получено на основании годовых и более замеров скорости ветра с использованием ветромачт. В качестве примера, на Рис. 3 приведена гистограмма распределения скоростей ветра на перевале Кордай.

<sup>2</sup> по данным площадкам измерения проводились на высоте 50 м.

<sup>3</sup> <https://rfc.kegoc.kz/page/vetrovyue-resursy>



**Рисунок 3 – Гистограмма распределения скоростей ветра на перевале Кордай.**

На основании собранных данных, специалистами компаний «PB Power» и «Windlab Systems» (Австралия) был рассчитан ветровой потенциал Казахстана. Результаты приведены в ниже-следующих таблицах. Теоретический ветровой потенциал территории Республики Казахстан приведён в Табл. 6. [7]

**Таблица 6 – Теоретический ветровой потенциал территории Казахстана.**

Категория ветра	Низкая	Средняя	Высокая	Повышен-ная	Избыточ-ная	Всего
Диапазон ветровых скоростей	< 6 м/с	6 – < 7 м/с	7 – < 8 м/с	8 – < 9 м/с	> 9 м/с	
Площадь ветровой зоны, кв. км	1795140	876 900	50 500	1200	200	2 723 940
Долевое участие, %	65,902%	32,192%	1,854%	0,044%	0,007%	100,00%
Удельная плотность, МВт / кв. км	2	4	7	10	14	
Мощность, МВт	3590400	3 507 600	353 500	12 000	2 800	7 466 300
Среднегодовое кол-во часов	1700	2 000	2 628	3 200	4 200	1888,22
Выработка эл. энергии, млн кВт*ч	6103680	7 015 200	929 000	38 400	11 760	14 098 040
Доля использования территорий, %	43,295%	49,760%	6,590%	0,272%	0,083%	100,000%

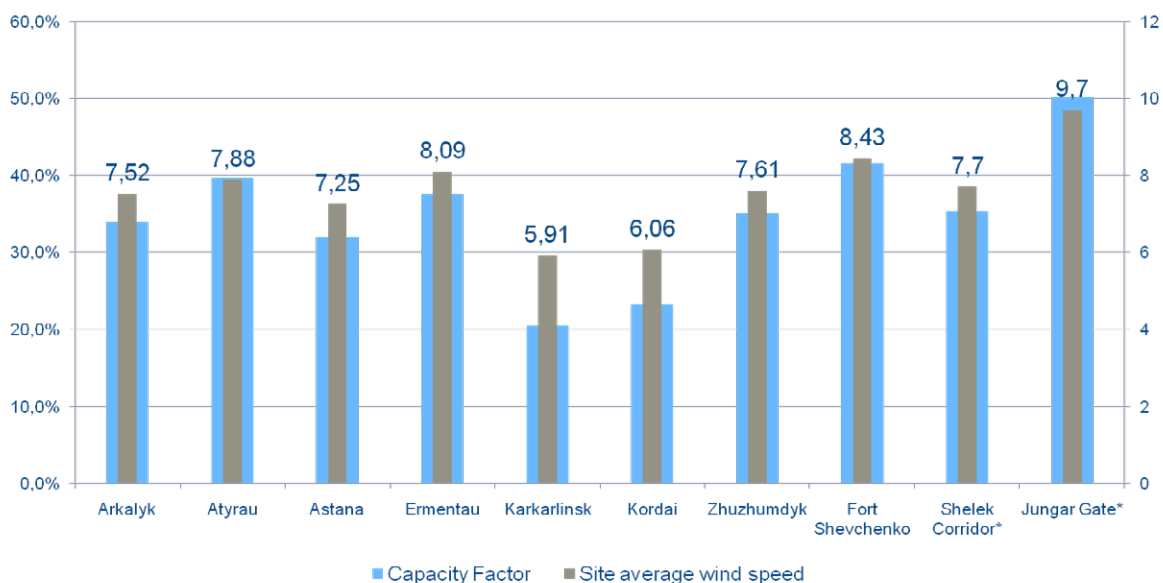
Площадное распределение территории Республики Казахстан по категориям ветров приведено в Табл. 7. [7]

**Таблица 7 – Площадное распределение территории Казахстана по категориям ветров**

Категория ветра		Низкая	Средняя	Высокая	Повышенная	Избыточная
Диапазон скорости ветра		< 6 м/с	6–7 м/с	7–8 м/с	8–9 м/с	> 9 м/с
Наименование области	Площадь области, км <sup>2</sup>	Площадь зоны ветров, км <sup>2</sup>	Площадь зоны ветров, км <sup>2</sup>	Площадь зоны ветров, км <sup>2</sup>	Площадь зоны ветров, км <sup>2</sup>	Площадь зоны ветров, км <sup>2</sup>
Акмолинская	146 200	45 500	85 200	15 500	0	0
Актюбинская	300 600	254 400	46 200	0	0	0
Атырауская	118 600	58 100	60 500	0	0	0
Западно-Казахстанская	151 300	61 400	89 900	0	0	0
Карагандинская	428 000	343 100	84 600	300	0	0
Павлодарская	124 800	37 700	87 100	0	0	0
Алматинская	224 000	197 300	20 000	5 300	1 200	200
Жамбылская	144 200	106 200	36 800	1 200	0	0
Туркестанская	117 300	102 400	11 700	3 200	0	0
Костанайская	196 000	81 500	114 500	0	0	0
Северо-Казахстанская	98 040	0	82 800	15 200	0	0
Восточно-Казахстанская	283 300	241 300	40 800	1 200	0	0
Мангыстауская	165 600	73 200	87 700	4 800	0	0
Кзылординская	226 000	193 100	29 100	3 800	0	0
Всего по РК:	2 723 940	1 795 200	876 900	50 500	1 200	200

Как видно из Табл. 7 наибольший потенциал для освоения энергии ветра в Алматинской области с категориями ветров более 8 м/с. Размещение ВЭС в зонах с категориями ветров более 8 м/с наиболее технически целесообразно ввиду наибольшего значения КИУМ.

Обработка полученных данных ветровых измерений по 10 площадкам, выполненная специалистами компании PV Power, позволила получить более точную оценку КИУМ ВЭС, в случае их размещения на данных площадках, Рис. 4 [7].



**Рисунок 4 – Оценка КИУМ ВЭС в случае их размещения на данных площадках**

Казахстан обладает значительными ресурсами энергии ветра – теоретически возможный потенциал мощности составляет порядка 7466 300 МВт = 7466 ГВт для зоны ветров в диапазоне скоростей от 3 до 9 м/с, по объему выработки электрической энергии – порядка 14 000 ТВт\*ч. Максимально достижимый КИУМ не более 50%.

Эффективный потенциал использования энергии ветра для Казахстана может быть оценен в 14,8 ГВт для ветровых зон со среднегодовой скоростью более 8 м/с с общей площадью ветровых зон (повышенной и избыточной скоростью ветра) 1400 км<sup>2</sup> и КИУМ от 31–50%.

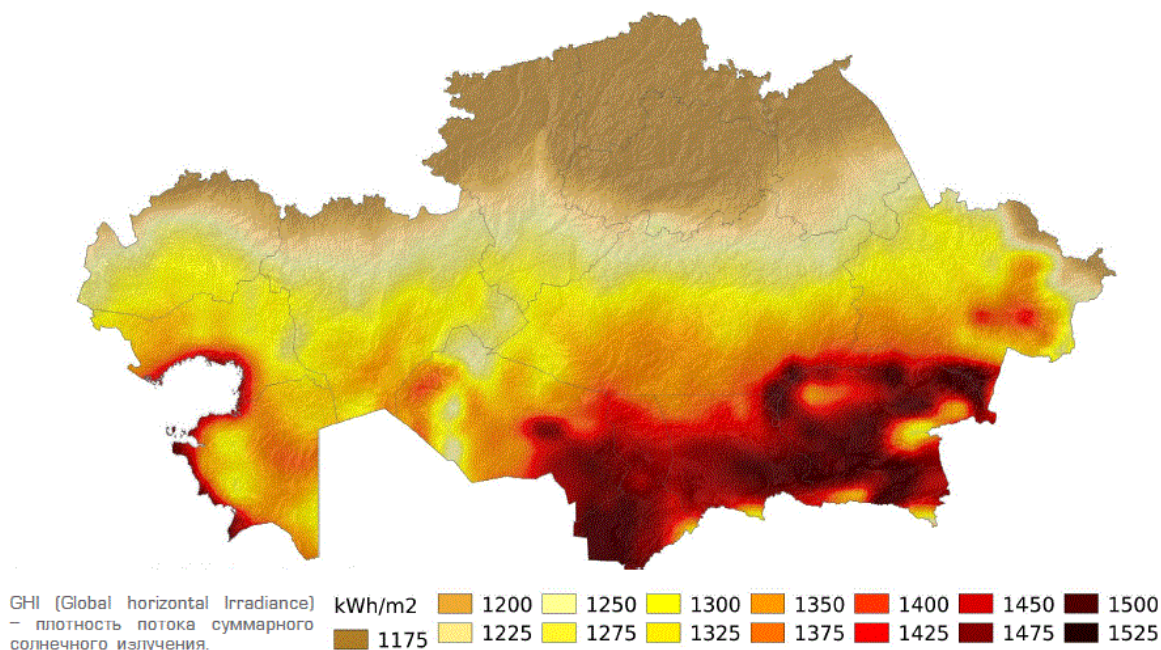
## 2.2. Энергия солнца

- Ресурсный потенциал солнечной энергии достаточно велик для огромной территории Казахстана. Количество солнечных часов – 2200–3000 в год, и энергия солнечного излучения составляет (общая солнечная инсоляция GHI) около 1175–1620 кВт\*ч/м<sup>2</sup> в год.

Географическое расположение Казахстана и связанная с ним относительно высокая солнечная активность и большое количество солнечных часов (2000–3000 ч) в году позволяет рассматривать возможность использования гелиоэнергетики в структуре производства и потребления энергии в Казахстане.

Карта солнечной инсоляции Казахстана (GHI) приведена на Рис. 5 [8]





**Рисунок 5 – Карта солнечной инсоляции Казахстана. [8]**

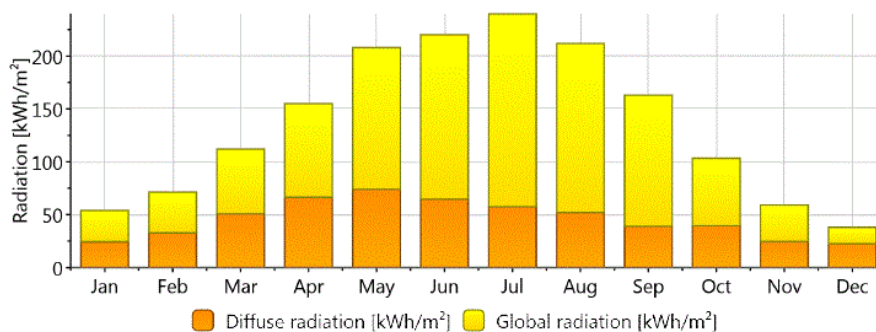
В Табл. 8 [8] приведены данные, полученные с использованием программного комплекса Meteororm 7. – помесечные значения солнечной инсоляции (GHI) по городам РК.

**Таблица 8 – Помесечные значения солнечной инсоляции (GHI) по городам Казахстана**

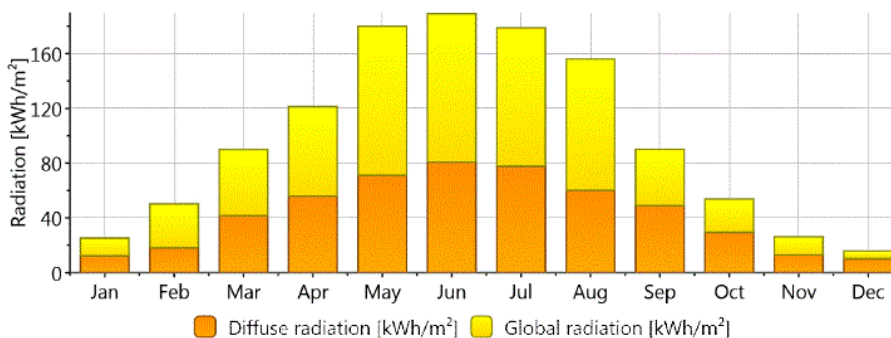
Областные центры	За год	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя	Дек.
	кВт*ч/м <sup>2</sup>												
Нур-Султан	1352	48	81	155	200	250	266	267	230	173	87	60	36
Алматы	1457	81	112	138	201	244	249	264	241	193	136	75	62
Актау	1476	56	98	150	213	269	290	277	246	187	124	66	45
Атырау	1431	49	92	148	209	263	281	270	257	181	117	58	36
Актобе	1311	40	71	121	211	258	270	261	232	164	92	47	30
Караганда	1362	52	91	146	208	246	267	254	235	175	94	55	42
Костанай	1313	42	81	151	198	257	271	261	212	166	82	46	31
Кызылорда	1539	70	109	167	209	264	284	287	253	210	127	80	49
Уральск	1257	32	61	113	205	253	270	255	235	149	87	38	24
Усть-Камен.	1397	52	90	151	193	257	296	272	244	176	91	55	37
Павлодар	1315	40	79	130	210	258	274	259	230	156	81	53	30
Петропавловск	1173	34	75	121	168	242	263	240	210	125	72	36	21
Тараз	1636	73	106	150	215	279	306	322	285	226	139	82	51
Шымкент	1618	72	108	138	206	279	320	317	278	221	139	83	55

Из Табл. 8 видно, что наибольший потенциал использования солнечной энергии на юге Республики (Кызылординская, Южно-Казахстанская, Жамбульская и Алматинская области), однако КИУМ СЭС в Казахстане не превысит 20–21%.

Помесячное значение солнечной инсоляции для г. Тараз и Петропавловск приведено соответственно на Рис. 6 и 7.



**Рисунок 6 – Помесячные значения солнечной инсоляции для города Тараз.**



**Рисунок 7 – Помесячные значения солнечной инсоляции для города Петропавловск.**

Общий потенциал солнечной энергии по Казахстану по областям оценен в таблице с учетом данных типовой СЭС КПД 15%, углом наклона панелей к горизонту 30° и долей общих потерь 15% и при возможности размещения на 90% территории областей.

Оценка потенциал использования солнечной энергии по областям Казахстана для производства электроэнергии на фотоэлектрических модулях приведена в Табл. 9 [8].

**Таблица 9 – Потенциал использования солнечной энергии по городам Казахстана. [8]**

Область РК	ГНИ, кВт*ч/м²	млрд кВт*ч
Акмолинская область	1352	18 490
Актюбинская область	1311	36 863
Алматинская область	1457	30 513
Атырауская область	1431	15 878
Восточно-Казахстанская область	1397	37 007
Жамбылская область	1636	22 075
Западно-Казахстанская область	1257	17 793

Область РК	GHI, кВт*ч/м <sup>2</sup>	млрд кВт*ч
Карагандинская область	1362	54 520
Костанайская область	1313	24 070
Кызылординская область	1539	32 534
Мангистауская область	1476	22 867
Павлодарская область	1315	15 344
Северо-Казахстанская область	1173	10 751
Туркестанская область	1618	17 744
Итого по Казахстану		356 448

Общий теоретически возможный потенциал использования энергии солнечного излучения в Казахстане составляет 356 448 тыс. млрд. Вт\*ч.

### 2.3. Малая гидроэнергетика

Гидроэнергетика в ряде условий эффективный вариант развития возобновляемой энергетики, так как гидроэлектростанции имеют длительные сроки эксплуатации (до 80 лет) и характеризуются более постоянной мощностью по выработке электроэнергии при сравнительно низкой себестоимости ее производства.

Казахстан, в связи с наличием горного рельефа в южной и восточной части страны, обладает существенным гидроэнергетическим потенциалом. Реки региона принадлежат к бассейну реки Иртыш в восточной и северной части страны, реки Урал в западной части страны, реки Сырдарья и рек бассейна озера Балхаш в южной части страны. Основные речные бассейны Казахстана приведены на Рис. 8. [10]



**Рисунок 8 – Основные речные бассейны Казахстана.**

Всего на территории Казахстана насчитывается около 39 тыс. рек и временных водотоков, из них более 7 тысяч имеют длину свыше 10 км. Речная сеть распределена неравномерно. На севере республики она находится в пределах 0,03–0,05 км/км<sup>2</sup>; в районах Алтая, Джунгарского и Заилийского Алатау она составляет 0,4–1,8 км/км<sup>2</sup>. Большая часть рек принадлежит к замкнутым бассейнам Каспийского и Аральского морей, озер Балхаш и Тенгиз. В Казахстане имеется 6 рек с расходами воды от 100 до 1000 м<sup>3</sup>/сек, 7 рек – от 50 до 100 м<sup>3</sup>/сек, и 40 рек – от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сек. [10]

В Табл. 10 приведены теоретические, технические и экономические гидроэнергетические ресурсы Казахстана, оцененные проектно-изыскательским институтом Казгидро.

**Таблица 10 – Теоретические, технические и экономические гидротехнические ресурсы Казахстана: млрд кВт\*ч[9]**

Энергетическая зона	Водохозяйственный регион	Области	теоретич./ технические /экономические		
			Малые ГЭС	Средние ГЭС	ВСЕГО
			<10 МВт	10–35 МВт	
Северная	Восточный Казахстан	Восточно-Казахстанская	16/5,6	56/21	72/27
Южная	Юго-Восточный Казахстан	Алматинская	27/10	45/19	72/29
	Южный Казахстан	Джамбульская, Туркестанская, Кызылординская	16/4,2	4/1	20/5,2
	Северный, Центральный и Западный Казахстан	Остальные области	6/1,2	0/0	6/1,2
Весь Казахстан			65/21/7,5	105/41/22,5	170/62/30

Потенциальные возможности использования гидроэнергоресурсов (новое строительство/ восстановление) по данным предпроектных и проектных разработок проектно-изыскательского института КазГидро, приведены в Табл. 11.

**Таблица 11 – Потенциал использования гидроэнергоресурсов Казахстана.**

Области РК	Группы ГЭС установленной мощности	Число ГЭС в группе	Энергетические параметры всех ГЭС в группе	
			Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млрд кВт*ч
Восточно-Казахстанская	малые ГЭС	74 / 1	114 / 0,6	666 / 4,4
	средние ГЭС	32 / 1	1370 / 27	6791 / 127
Алматинская	малые ГЭС	204 / 7	546 / 6,2	3067 / 34
	средние ГЭС	26	1146	5114
Жамбылская	малые ГЭС	88 / 4	134 / 3,3	820 / 20,8
	средние ГЭС	0	0	0
Южно-казахстанская и Кызылординская	малые ГЭС	111 / 3	203 / 2,1	1105 / 14,1
	средние ГЭС	4/0	121	528

Области РК	Группы ГЭС установленной мощности	Число ГЭС в группе	Энергетические параметры всех ГЭС в группе	
			Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млрд кВт*ч
Север, Запад, Центр	малые ГЭС	8	13	63
	средние ГЭС	0	0	0
Весь Казахстан	малые ГЭС	485 / 15	1010 / 12,1	5722 / 73,3
	средние ГЭС	62 / 1	2 638 / 27	12 433 / 127
	ИТОГО	547/16	3 648/39,1	18155/200,3

На Рис. 9 представлена оценка гидроэнергетического потенциала Казахстана.

### Гидроэнергетические ресурсы Казахстана (теоретические / технические / экономические)

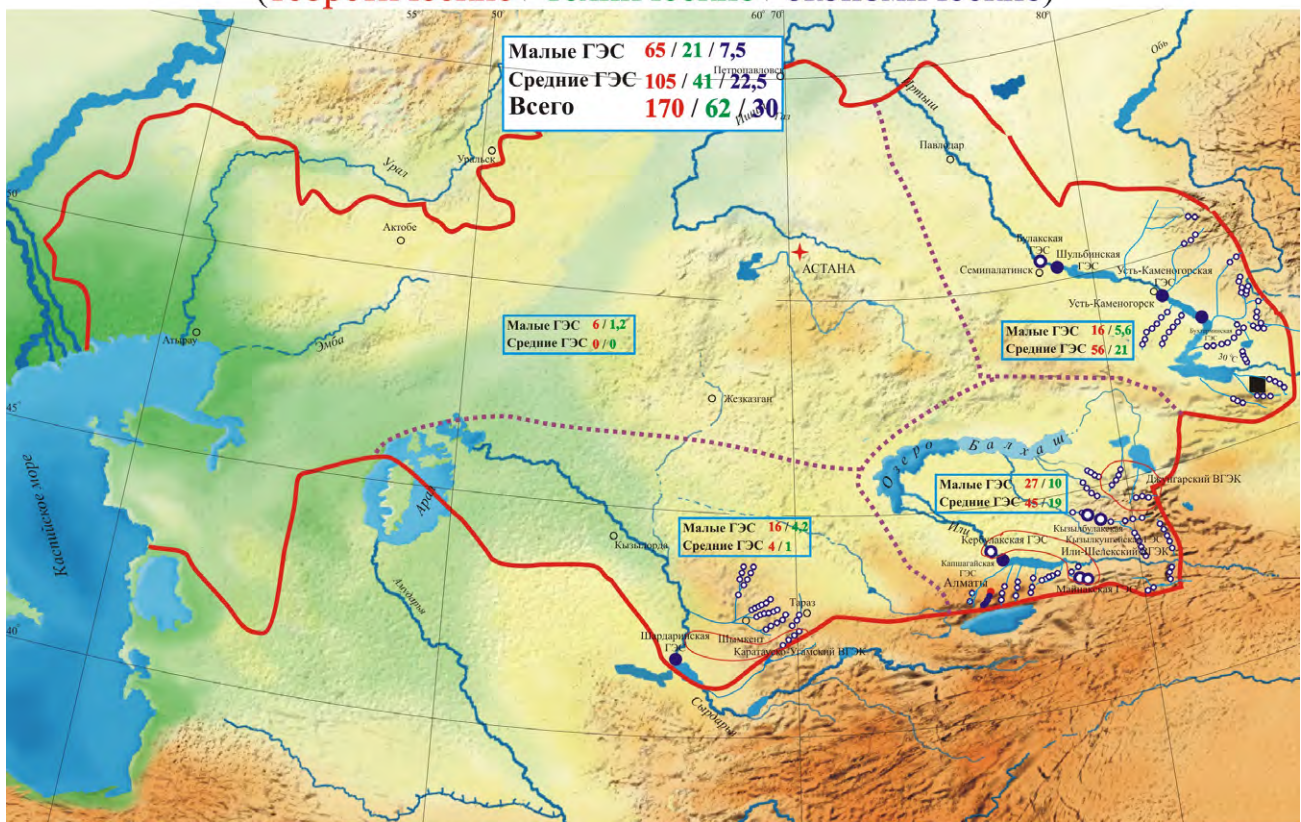


Рисунок 9 – Гидроэнергетические ресурсы Казахстана.

## 2.4. Энергии биомасс

Наименее развитая сфера энергетики ВИЭ в Казахстане – биогазовая энергетика. По данным Министерства энергетики, в 2021 году под мониторинг попадают 2,82 МВт биогазовых мощностей.

В соответствии с Концепцией развития газового сектора РК до 2030 года, биогаз внесен в ресурсную базу газового сектора экономики наряду с нефтяным, шахтным и сланцевым. Так как биогазовая энергетика из органических отходов – это возобновляемый источник энергии, то благодаря Закону о ВИЭ, электроэнергия БГС реализуется по цене выше, чем в сети общего пользования и передается по сетям сразу после выработки, а ее производители не оплачивают услуги энергопередающих организаций.

В республике разработаны Правила субсидирования по возмещению части расходов (25%) субъектов агропромышленного комплекса на приобретение техники и оборудования для переработки куриного помета (БГС, оборудование для сушки и фасовки удобрения) [11]. Для строительства биогазовых станций упрощены требования к конкуренции при отборе проектов. Также имеется господдержка инвестиций и предоставляются инвестпреференции для реализации биогазовых проектов при обращении в Комитет по инвестициям Министерства иностранных дел.

Недавнее исследование, проведенное ЕБРР, «Биоэнергетический потенциал агропромышленного сектора Казахстана» [12], суммировало потенциал доступных отходов сельскохозяйственных культур для преобразования в энергию.

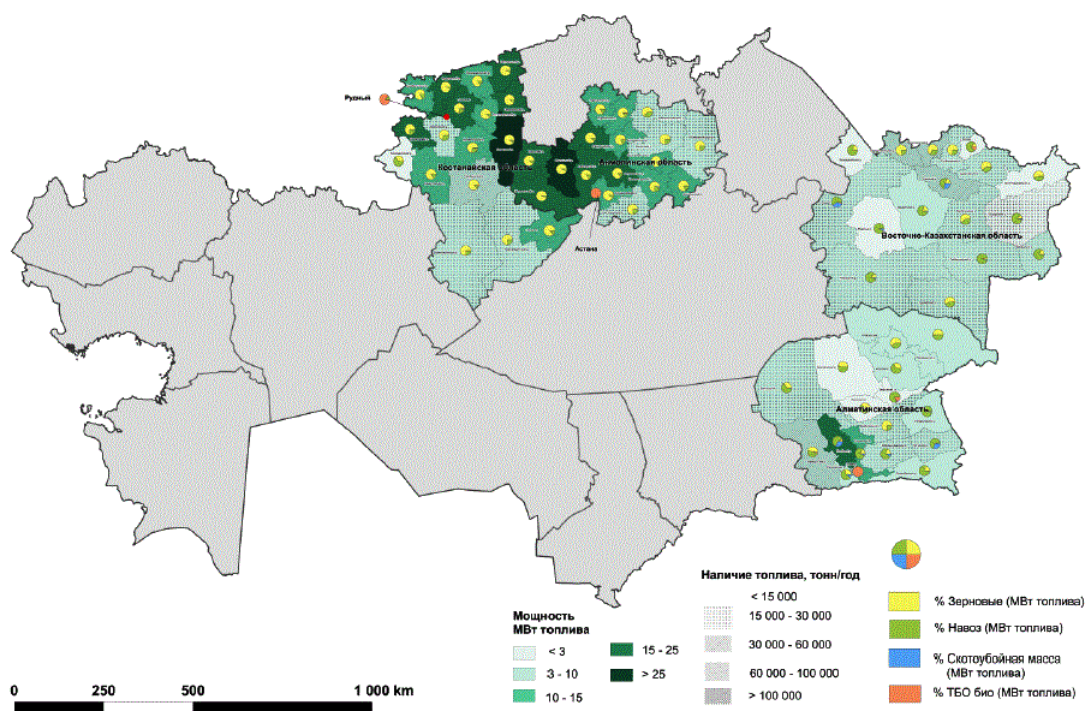
В Казахстане общий объем доступных сельскохозяйственных отходов составляет 5,1 млн тонн сухого вещества. Наибольшая доля приходится на пшеницу (54%) и сахарную свеклу (30%), ячмень (8%) и другие культуры (8%) [12].

В Казахстане общий доступный объем навоза составляет около 1,5 млн тонн сухого вещества в год. Доступная часть отходов составляет 17% от общего объема производства отходов. Наибольшая доля навоза доступна в результате жизнедеятельности крупного рогатого скота (74%) и птицы (23%), очень незначительная – в результате жизнедеятельности свиней (3%). Ключевыми факторами расчета имеющегося потенциала являются количество крупных ферм и количество животных на них [12].

В ходе исследования были выявлены 4 основных региона с наибольшим доступным объемом отходов – Акмолинская область, Костанайская область, Алматинская область и Восточно-Казахстанская область. На Табл. 12 представлен обзор доступных отходов в названных регионах, а выводы исследования приведены на карте Рис. 10.

**Таблица 12 – Обзор доступных отходов в регионах Казахстана [12].**

Тип ТН	Общая доступная мощность	Доля типов отходов	Потенциал мощности разных районов	Лучшая удельная энергоемкость районов
Акмолинская область	258 МВт <sub>топл</sub>	культуры 80% навоз 17% убой 1% доля БО (био) 2%	всего в области 19 районов, среди которых: 8 районов – 15–25 МВт <sub>топл</sub> 9 районов – 5–15 МВт <sub>топл</sub> остальные районы – до 5 МВт <sub>топл</sub>	Сандыктауский район (3.1 кВт/км <sup>2</sup> ) Аршалынский район (2.8 кВт/км <sup>2</sup> ) Бурабайский район (2.7 кВт/км <sup>2</sup> )
Костанайская область	244 МВт <sub>топл</sub>	культуры 80% навоз 16% убой 1% доля ТБО (био) 3%	всего в области 20 районов, среди которых: 1 район – более 35 МВт <sub>топл</sub> 5 районов – 15–25 МВт <sub>топл</sub> 9 районов – 5–15 МВт <sub>топл</sub> остальные районы – до 5 МВт <sub>топл</sub>	Сарыкольский район (3.1 кВт/км <sup>2</sup> ) Федоровский район (3.1 кВт/км <sup>2</sup> ) Карасуский район (2.9 кВт/км <sup>2</sup> )
Алматинская область	135 МВт <sub>топл</sub>	навоз 64% с/х культуры 23% убой 7% доля ТБО (био) 6%	всего в области 19 районов, среди которых: 1 район более 25 МВт <sub>топл</sub> 1 район – 10–20 МВт <sub>топл</sub> 10 районов – 5–10 МВт <sub>топл</sub> остальные районы – до 5 МВт <sub>топл</sub>	Карасайский район (3.3 кВт/км <sup>2</sup> ) Илийский район (2.9 кВт/км <sup>2</sup> ) Уйгурский район (1.9 кВт/км <sup>2</sup> )
Восточно-Казахстанская область	122 МВт <sub>топл</sub>	навоз 47% с/х культуры 46% убой 6% доля ТБО (био) 1%	всего в области 19 районов, среди которых: 4 района более 10 МВт <sub>топл</sub> 5 районов – 5–10 МВт <sub>топл</sub> остальные районы – до 5 МВт <sub>топл</sub>	Шемонаихинский район (2.8 кВт/км <sup>2</sup> ) Бородулихинский район (2.3 кВт/км <sup>2</sup> ) Уланский район (1.5 кВт/км <sup>2</sup> )



**Рисунок 10 – Обзор доступных отходов в регионах Казахстана.**

В Казахстане технология переработки сельскохозяйственных отходов находится на начальной стадии, предлагаются следующие потенциальные решения:

- Сжигание отходов сельскохозяйственных культур в тепловых котлах, работающих на биомассе;
- Совместное сжигание отходов сельскохозяйственных культур в существующих крупных котельных;
- Анаэробная ферментация отходов сельскохозяйственных культур и крупного рогатого скота; преобразование в биогаз, и, наконец, сжигание биогаза для производства биотепловой энергии.

Сведения об объемах доступных отходов в разрезе регионов Казахстана приведены в Приложении 2.



Таблица 13 – Наиболее перспективные региона и доступным объемам отходов в Казахстане.

		Высокая доступность отходов и остатков						Низкая доступность отходов и остатков					
Исходные данные	Потенциал	Навоз/помёт		Убой		С/х культуры		ТБО (органические фракции отходов)		Молочная продукция		Масляничные культуры	
		Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)	Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)	Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)	Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)	Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)	Область	Доступное количество (тыс. тонн/год)
По данным этого исследования	Высокий	Алматинская	282,8	Алматинская	29,7	Алматинская	979,9	Павлодарская	240,5	Актюбинская	1,2	ЮКО	4,8
		ВКО	195,5	ВКО	16,7	СКО	890,7	г. Алматы	237,8	Алматинская	0,9	Жамбылская	3,4
По данным этого исследования	Средний	Акмолинская	151,8	Костанайская	11,7	Костанайская	877,8	Актюбинская	237,4	г. Алматы	0,5	Алматинская	1,7
		Карагандинская	149,4	Актюбинская	8,7	Акмолинская	854	Карагандинская	202,3	ВКО	0,5	СКО	1,7
		Костанайская	144,5	Карагандинская	8,1	Жамбылская	716,7	Костанайская	166,7	Карагандинская	0,2	Костанайская	1,4

В Казахстане внедрение систем преобразования энергии может привести к ряду преимуществ:

- Несмотря на то, что требования к обращению с сельскохозяйственными отходами и их объемы различаются в зависимости от региона и фермы/ промышленной отрасли, отходы можно собирать и комбинировать по разным фермам в рамках одного конкретного объекта, где их можно перерабатывать и преобразовывать в энергию;
- Переработка неиспользованных сельскохозяйственных отходов обеспечивает производство полезной тепловой энергии, которая может быть использована в местном секторе бытовых потребителей/промышленном секторе, и (или) электроэнергии, которая может быть введена в местную сеть;
- В варианте биогазовой технологии смесь отходов после анаэробной обработки может быть использована в качестве удобрения, которое намного лучше усваивается растениями благодаря своим характеристикам и, таким образом, повышает урожайность фермы. Аналогично может использоваться зола после сжигания твердой биомассы (соломы);
- Меньше выбросов парниковых газов,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_2$  и  $\text{CH}_4$ ;
- Процесс преобразования делает возможным рециркуляцию органических и «зеленых» отходов с ферм;
- Меньше неприятных запахов от навоза/органических отходов, поскольку переработка отходов обеспечивает их немедленную обработку;
- Уменьшение уровня загрязнения поверхностных, грунтовых и питьевых вод отходами;
- Повышение качества управления отходами на фермах и в промышленных отраслях.

Несмотря на то, что Казахстан имеет большой потенциал неиспользованных сельскохозяйственных отходов, эти ресурсы не могут быть в полной мере использованы при внедрении технологий из-за ряда технических барьеров, описанных ниже.

- Низкая теплотворная способность отходов и необходимость дополнительных затрат топлива на сбор отходов.
- Типы, объемы и текущее использование сельскохозяйственных отходов существенно различаются в зависимости от региона, фермы, отрасли и сельскохозяйственного предприятия. Таким образом, процесс сбора, обработки и выбора технологии довольно сложен и зависит от конкретного случая.
- Низкая доля обрабатываемых земель, высокая вариабельность между регионами, низкая урожайность приводят к низкой плотности посевов и трудностям в процессе сбора.
- С целью сохранить транспортные расходы на приемлемом уровне и в связи с требованиями к технологии преобразования, требуется дополнительная обработка отходов, что в результате приводит к дополнительным расходам:
- культуры должны быть очищены, измельчены, даже гранулированы, прежде чем их можно будет подавать в энергосистемы – возникает необходимость в дополнительной инфраструктуре.
- навоз можно перевозить только на очень ограниченные расстояния.

- требуются места для временного хранения значительных объемов отходов.

В дополнение к обычным комбайнам может потребоваться другое оборудование для разгрузки, извлечения и транспортировки сельскохозяйственных отходов.

- Отсутствие инфраструктуры и механизмов, которые помогли бы более эффективно собирать сельскохозяйственные отходы. Как правило, сбор сильно зависит от оборудования, имеющегося как для уборки обработки и хранения сельскохозяйственных отходов.
- Недостаток информации о фактических потоках отходов и их характеристиках в регионах.

В целом, достаточно важной проблемой является недостаток в знаниях компаний экономических и технологических преимуществ использования ВИЭ в качестве альтернативы использования, например жидкого топлива для производства тепла и электроэнергии.

## 2.5. Геотермальная энергия

Среди возобновляемых источников энергии геотермальная энергия – тепло, образующееся естественным путем в недрах Земли, занимает второе место, уступая лишь солнечной радиации. По результатам более чем сорокалетних исследований гидрогеотермальных ресурсов в Казахстане, пробурено более сотни поисково-разведочных скважин, вскрывших термальные воды с кондиционными характеристиками по дебитам, температуре и минерализации, газовому и химическому составу, и выявлена перспективность использования геотермального энергетического потенциала.

Для территории Казахстана характерны пять геотермальных зон:

- до 20 °С – холодные воды;
- 20–40 °С – термальные, пригодные в бальнеологии, в парниковых и тепличных хозяйствах;
- 40–75 °С – термальные воды, пригодные для централизованного теплоснабжения;
- 75–100 °С – термальные воды, пригодные для централизованного теплоснабжения, а при больших напорах и расходах – для выработки электроэнергии;
- >100 °С – термальные воды, пригодные для комплексного использования пара и горячей воды.

По условиям залегания и циркуляции термальных вод выделяются два района:

- расположенные в складчатых областях, испытавших интенсивное воздействие новейших тектонических движений. Термальные воды имеют локальное развитие и относятся к трещинно-жильному типу;
- эпипалеозойских платформ, краевых прогибов и межгорных впадин, выполненных мезозойскими и кайнозойскими отложениями с площадным распространением пластово-поровых и пластово-трещинных вод с минерализацией, не превышающей 35 г/л.

Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40 до более 100 °С сопоставимы с ресурсами традиционных топливных источников и оцениваются (Табл. 14).

**Таблица 14 – Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана. [13]**

Гидрогеологические области	Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов по температурным зонам: по воде 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup> по теплу: 106 Гкал, 106 т у.т., 106ТДж			
	40–75	75–100	>100	Итого 40 – >100
	°С			
Область горноскладчатых сооружений с интенсивным проявлением неотектонических движений	250	55	74	379
	5 260	3 690	6 650	15 600
	751	528	950	2 229
	22	15	28	65
Область платформенных территорий	7 290	1 805	801	9 896
	394 180	155 310	114 730	664 220
	56 310	22 186	16 390	94 886
	1 650	650	480	2 781
Всего оцененных запасов гидрогеотермальных ресурсов по Казахстану	7 540	1 860	875	10 275
	399 440	159 000	121 380	679 820
	57 061	22 714	17 340	97 115
	1 672	666	508	2 846

Наиболее перспективными для добычи термальных подземных вод с температурой от 40 до 100 °С и выше являются площади южного, юго-восточного и западного Казахстана. Потенциальные эксплуатационные запасы для Мангышлак- Устюртской системы артезианских бассейнов, Илийского и Сырдарьинского артезианских бассейнов оцениваются по воде в 339 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при фонтанной эксплуатации скважин (на самоизливе) и в 6 788 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при насосной эксплуатации скважин, а по теплу, соответственно в 20,3 и в 289,5 тыс. ТДж/год (Табл. 15) [13].

**Таблица 15 – Потенциальные эксплуатационные запасы термальных подземных вод наиболее перспективных артезианских бассейнов Казахстана [13].**

Артезианский бассейн	Температурный потенциал (°С)	Фонтанная эксплуатация (на самоизливе)			Насосная эксплуатации (при принудительной откачке)		
		вода	по теплоэнергии		вода	по теплоэнергии	
		тыс. м <sup>3</sup> /сут	тыс. Гкал/год	ТДж/год	тыс. м <sup>3</sup> /сут	тыс. Гкал/год	ТДж/год
Илийский	Всего	114	2 126	8 901	515	7 950	33 264
	40–75	37	318	1 331	254	2 064	8 640
	75–100	37	697	2 919	135	2 510	10 498
	более 100	40	1 111	4 651	126	3 376	14 126

Артезианский бассейн	Температурный потенциал (°С)	Фонтанная эксплуатация (на самоизливе)			Насосная эксплуатации (при принудительной откачке)		
		вода	по теплоэнергии		воде	по теплоэнергии	
		тыс. м <sup>3</sup> /сут	тыс. Гкал/год	ТДж/год	тыс. м <sup>3</sup> /сут	тыс. Гкал/год	ТДж/год
Сырдарьинский	Всего	171	2 092	8 754	4 748	41 642	174 351
	40–75	113	1 166	4 880	3 625	25 132	105 229
	75–90	58	926	3 874	1 123	16 510	69 122
Мангышлак-Устюртский	40–100	54	641	2 685	1 525	19 555	81 885

Всего по трем артезианским бассейнам с насосной эксплуатацией около 9,9 млн т у.т./год.

**Мангышлак-Устюртская система артезианских бассейнов** приурочена к Арало-Каспийскому водоразделу и занимает западную часть Туранской плиты. Перспективные для эксплуатации гидрогеотермальные ресурсы связаны с меловыми и юрскими образованиями. В составе термальных вод нередко устанавливаются промышленно значимые концентрации йода, бора, брома и других микрокомпонентов.

Меловой термоводоносный комплекс пользуется почти повсеместным распространением и залегает на глубине до 2 000 м и более в прогибах Мангышлака и Устюрта. Воды пластовые, напорные. Пьезометрические уровни устанавливаются от 160–250 м ниже до первых десятков метров выше поверхности земли. Дебиты скважин варьируют в пределах 140–3 500 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды колеблется от 1–10 г/дм<sup>3</sup> в районе поднятий до 6–35 г/дм<sup>3</sup> в Жетыбай-Узекской зоне и до 50–100 г/дм<sup>3</sup> в прогибах Мангышлака и Устюрта, при преобладающем хлоридном натриевом составе.

Пластовая температура подземных вод изменяется от 50–65 °С в Жетыбай-Узекской зоне до 100–120 °С в Северо-Устюртском прогибе и до 120–150 °С во впадинах Южного Мангышлака и Южного Устюрта. Температура воды на устье самоизливающихся скважин составляет 40–60 °С.

Потенциальные эксплуатационные запасы гидрогеотермальных ресурсов мелового термоводоносного комплекса для температурной зоны 40–100 °С оценены по воде в 54 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при фонтанной эксплуатации скважин (на самоизливе) и в 1472 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при насосной эксплуатации скважин, а по теплу, соответственно, в 641 тыс. Гкал/год (91,6 тыс. т у.т./год) и в 18 млн Гкал/год (2,6 млн т у.т./год).

Юрский термоводоносный комплекс также широко развит и вскрывается на глубине до 1650–3 200 м и более. Воды пластовые, напорные. Уровни устанавливаются на глубине от 10–60 до 240–290 м. Дебиты скважин варьируют в пределах 8–260 м<sup>3</sup>/сут. Воды рассольные (100–195 г/дм<sup>3</sup>) с хлоридным натриевым составом. Пластовая температура воды достигает в наиболее погруженных частях 130–175 °С, а на устье скважин температура воды колеблется от 40–60 до 80–110 °С. Потенциальные эксплуатационные запасы гидрогеотермальных ресурсов юрского термоводоносного комплекса для температурной зоны 40–100 °С оценены при насосной эксплуатации скважин по воде в 53 тыс. м<sup>3</sup>/сут., а по теплу в 1522 тыс. Гкал/год (218 тыс. т у.т./год).

**Сырдарьинский артезианский бассейн** расположен в пределах Южно-Казахстанской и Кызылординской областей. В его разрезе термальные воды приурочены к меловым термоводоносным комплексам. Глубина вскрытия термальных вод достигает до 2 000 м,

минерализация их не выше 3 г/дм<sup>3</sup>. Производительность эксплуатационных скважин до 2000 м<sup>3</sup>/сут.

Потенциальные запасы термальных вод при фонтанной эксплуатации оценены в 171 тыс. м<sup>3</sup>/сут. По воде и 2,1 млн Гкал/год по теплу (0,3 млн т у.т./год), а при насосной эксплуатации 4748 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 41,6 млн Гкал/год по теплу (5,9 млн т у.т./год).

Специальные работы на термальные воды проведены для тепловодоснабжения отдельных городов и районных центров. Выявлены два месторождения термальных вод: Шаульдерское и Арысское.

**Шаульдерское месторождение термальных вод** расположено в 149 км на северо-запад от г. Шымкента. Разведанный участок расположен на территории райцентра Шаульдер, являющегося основным потребителем термальных вод: теплоснабжение и горячее водоснабжение, организация теплично-парникового хозяйства. Подземные воды месторождения характеризуются как высокотермальные с температурой воды на устье скважин 60–70 °С. Эксплуатационные запасы термальных вод месторождения утверждены в количестве 12,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (245,3 тыс. Гкал/год) по категории С1.

Арысское месторождение термальных вод приурочено к г. Арысь, являющемуся районным центром и одной из крупных железнодорожных станций юга Казахстана.

Термальные воды характеризуются как высокотермальные, по подошве сеноманского водоносного комплекса температура 90 °С, а на устье скважин 75 °С. Эксплуатационные запасы термальных вод месторождения утверждены в количестве 17,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (353,6 тыс. Гкал/год) по категории С1.

**Илийский артезианский бассейн** представляет собой одноименную межгорную впадину, расположенную в пределах Алматинской области. Потенциальные (технически доступные) запасы термальных вод с температурой от 40 до 100 °С и выше для четырех термоводоносных комплексов оцениваются при фонтанной эксплуатации в 114 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 2,1 млн Гкал/год по теплу (0,3 млн т у.т./год), а при насосной эксплуатации в 515 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 7,95 млн Гкал/год по теплу (1,1 млн т у.т./год).

Алматинский артезианский бассейн занимает западную часть впадины. В его разрезе вскрыты неогеновый и палеогеновый термоводоносные комплексы, глубины залегания которых в осевой части соответственно до 650 и 1500–2600 м. Воды пластовые, напорные. Скважины обычно самоизливают с производительностью от 10–500 до 800–2200 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды от <3 до 10–15 и более г/дм<sup>3</sup> при сульфатно-хлоридном и хлоридном натриевом составе. Температура воды на глубине 700–800 м до 40 °С, а на глубине до 2600–3000 м – 75–84 °С. Потенциальные запасы термальных вод с температурой 50–75 °С неогенового термоводоносного комплекса оценены при насосной эксплуатации в 62 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 518 тыс. Гкал/год по теплу (74 тыс. т у.т./год).

Жаркентский артезианский бассейн приурочен к одноименной депрессии в восточной части Илийской впадины. Термальные подземные воды здесь связаны с образованиями от мелового до триасового возраста.

Меловой термоводоносный комплекс является наиболее перспективным для эксплуатации. Глубина залегания его кровли увеличивается от предгорий к осевой части впадины от 20–150 до 3300 м и более. На предгорной равнине хр. Кетмень (ур. Карадала) термальные воды залегают на глубине 300–600 м. Воды пластовые, напорные. Уровни устанавливаются на 20–70 м выше поверхности земли. Производительность скважин на самоизливе 900–12000 м<sup>3</sup>/сут. Воды обычно пресные (до 1 г/дм<sup>3</sup>), а их химический состав

варьирует от гидрокарбонатного кальциевого до смешанного треханионного натриевого и натриево-кальциевого. Пластовая температура воды 20–60 °С. В центральной части артезианского бассейна термоводоносный комплекс опробован на глубине 1400–2900 м. Воды высоконапорные, пьезометрические уровни устанавливаются на 70–240 м выше поверхности земли, расходы скважин на самоизливе 1900–5200 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды менее 1 г/дм<sup>3</sup> при гидрокарбонатно-сульфатном и хлоридно-гидрокарбонатном натриевом составе. Температура воды на устье скважины составляет 47–96 °С. В наиболее погруженных частях впадины температура воды ожидается 100–125 °С.

Потенциальные запасы термальных вод с температурой 40–120 °С при фонтанной эксплуатации оценены в 51 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 927 тыс. Гкал/год по теплу (132 тыс. т у.т./год), а при насосной эксплуатации – 206 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 3,4 млн Гкал/год по теплу (485 тыс. т у.т./год).

В центральной части бассейна по двум эксплуатационным участкам (Приилийский и Усекский) оперативные эксплуатационные запасы термоминеральных вод утверждены в количестве 4500 м<sup>3</sup>/сут.

Триасовый и юрский термоводоносные комплексы опробованы в южной половине Жаркентского бассейна. Глубина их залегания варьирует от 250–400 м в предгорьях до 4000–4500 м в центральной части. Водообильность комплекса довольно изменчива, дебиты скважин на самоизливе изменяются от 110 до 4700 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды колеблется от менее 1 до 3 г/дм<sup>3</sup>, а химический состав – от гидрокарбонатного кальциевого и хлоридно-гидрокарбонатного кальциево-натриевого до хлоридного натриевого.

Температура воды триасового и юрского термоводоносных комплексов на изливе составляет 38–78 °С. По расчетам температура по подошве термоводоносных комплексов в зависимости от глубины залегания варьирует от 40–75 до 155–165 °С. Потенциальные запасы термальных вод с температурой 40–150 °С при фонтанной эксплуатации оценены в 63 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 1,2 млн Гкал/год по теплу (171 тыс. т у.т./год), а при насосной эксплуатации – 247 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по воде и 4,0 млн Гкал/год по теплу (576 тыс. т у.т./год).

Перспективы и эффективность использования термальных вод Сырдарьинского и Жаркентского артезианских бассейнов были обоснованы и подтверждены многочисленными научно-производственными исследованиями ряда научно-исследовательских и производственных организаций, таких как Института гидрогеологии и геоэкологии имени У.М. Ахмедсафина, ВСЕГИНГЕО, ВНИПИГЕОТЕРМ и др.

В настоящее время в Казахстане есть возможность без больших капитальных затрат начать эксплуатацию существующих самоизливающих геотермальных скважин и геотермальных источников охлаждения неглубокого залегания. В зависимости от минерализации и химического состава термальные воды можно использовать для получения электроэнергии (геотермальные электростанции с бинарным циклом), отопления и горячего водоснабжения, а также охлаждения жилых и производственных помещений, бальнеологии, теплично-парниковых комплексов и прудовых хозяйств. Ряд проектов, реализованных в том числе в Казахстане, позволяют использовать теплонасосные установки с вертикальным грунтовым теплообменником. ТН, в котором используется передача тепловой энергии от воды к воде, с блоком управления, позволяющим регулировать его мощность, рассматривается, как основной теплогенератор и основное охлаждающее устройство.

Использование грунтовых вод возможно и для прямого охлаждения путем использования насосов, например реализованных для охлаждения здания ТОО «Эргономика» (г Караганда). Температура грунта и, соответственно, грунтовых вод на глубине свыше 5 м практически не зависит от смены времени года и составляет примерно 5–10 °С,

в зависимости от климатической зоны. Эта особенность делает возможным непосредственное использование подземного холода для охлаждения/кондиционирования зданий. Системы охлаждения, основанные на данном принципе, называются геотермальными. В данных системах в качестве источника холода используются, как правило:

- горизонтальный либо вертикальный коллектор – система труб, уложенных в грунте, позволяющая при прокачке через них нагретой охлаждаемым зданием водой, сбрасывать избыточное тепло в более холодный грунт;
- система из двух либо более скважин, позволяющая использовать для охлаждения здания непосредственно холод грунтовых вод – нагретая охлаждаемым зданием вода сбрасывается в специально предназначенную для этого скважину.



### 3. Оценка экономического потенциала ВИЭ

### 3.1. Методология расчёта экономического потенциала (LCOE)

Во многих экономических моделях принято рассматривать так называемую, уравновешенную стоимость энергии **LCOE** (levelized cost of electricity(energy)) – это такая стоимость электроэнергии за кВт·ч (или за Гкал тепловой энергии) в течение всего срока эксплуатации энергоисточника, которая относит к приведенную стоимость затрат на сооружение и эксплуатацию источника энергии к приведённому объёму генерирования и продажи энергии. Фактически LCOE – это цена электроэнергии (тепла), отпускаемой непосредственно с энергоисточника без учета наценки со стороны производителей. Обычно LCOE из-за сложности учета налогов и разных их значений рассматривают до налогообложения.

Согласно методологии оценки LCOE, для расчета стоимости электроэнергии (тепла) в центрах на киловатт час (или долларах на МВт ч или Гкал) складываются амортизированные капитальные затраты и текущие эксплуатационные расходы.

Для сооружения источника энергии привлекаются финансовые ресурсы: собственные или кредитные. Оба типа ресурсов имеют свою цену, определяемую через процентную ставку. Выплату процентов за использование этих ресурсов – так называемые затраты на финансирование (**financing costs**) – необходимо учитывать при определении капитальных затрат и стоимости электроэнергии (тепла).

В значительной степени за уровень LCOE отвечают **капитальные затраты** (capital costs). Они возникают в период строительства источника энергии, когда происходят фактические вложения в оборудование и человеческие ресурсы, используемые для проектирования и строительства. Капитальные затраты складываются из моментальных затрат и затрат на финансирование (затрат на выплату процентов за привлекаемый капитал).

Моментальные затраты (overnight costs) очищены от затрат на финансирование и включают в себя затраты на проектирование, поставку оборудования и строительство, а также расходы владельца и непредвиденные расходы.

В период сооружения на моментальные затраты начисляются процентные платежи. Когда начинается продажа электроэнергии (тепла), владелец станции начинает выплачивать моментальные затраты и процентные расходы. Цена генерируемой электроэнергии (тепла) должна покрывать эти расходы плюс ежегодные затраты на топливо и техническое обслуживание.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1) \quad [14]$$

где LCOE – средняя стоимость нормированного производства электроэнергии

$I_t$  – инвестиционные затраты в год  $t$

$M_t$  – операционные затраты и затраты на содержание в год  $t$

$F_t$  – затраты на топливо в год  $t$

$E_t$  – производство электроэнергии в год  $t$

$r$  – ставка дисконтирования

$n$  – количество лет жизненного цикла проекта;

Операционные затраты ( $M_v$ ) на эксплуатацию и техническое обслуживание  $M_v$  включают в себя множество составляющих, включая зарплату рабочих. Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание  $M_v$  выражаются в долларах на кВт\*ч и напрямую включаются в формулу расчета LCOE. Расходы на топливо  $F_t$  рассчитываются по формуле  $F \cdot HR$ , где  $F$  – стоимость топлива в долларах на т у.т.,  $HR$  – тепловая мощность на т у.т. Но можно рассчитывать, исходя из рыночной цены на конкретный вид топлива.

### 3.2. Расчет для ВИЭ показателя LCOE с учетом условий Казахстана

Оценка необходимых инвестиций для разработки или улучшения для коммерческого использования, а также экономики разработки и использования таких местных ресурсов возобновляемой энергии. Принятые входные данные для проектов ставка дисконтирования 12%. Срок рассмотрения проектов 20 лет.

**Таблица 16 – Техничко-экономические показатели проектов ВИЭ (электроэнергия)**

Показатель	Ед.изм.	ВЭС	СЭС	ГЭС	БиоТЭС	ПГУ	ГПУ
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/МВт	1400	800	2000	3271,8	1000	1100
Срок строительства	лет	2	1	3	3	3	3
Операционные расходы	тыс. долл в год/МВт	22,0	10,9	20,0	114,0	113,4	119,1
Покупка маневренной мощности	тыс. долл в год/МВт	111,32					
КИУМ	%	33%	19%	50%	70%	75%	75%
Электроэнергия	МВт*ч/год	2891	1664	4380	6132	6530	6530
LCOE	долл/МВт*ч	78,44	71,81	76,71	102,89	45,8	48,2
	тенге/кВт*ч	34,5	31,6	33,8	45,3	20,1	21,2
LCOE с учетом маневренной мощности	долл/МВт*ч	116,9	138,7				
	тенге/кВт*ч	51,5	61,0				

Данные предоставлены по ВЭС и СЭС: ТОО «ТехноГруппСервис», по БиоТЭС см [12]

В качестве БиоТЭС – рассматривается комплекс по переработке органических отходов с получением биогаза с последующим использованием его сжиганием на газовых турбинах и газопоршневых установках.

### 3.3. Расчет показателей проектов

Расчет показателей проектов источников теплоснабжения сделан с учетом «Укрупненные сметные нормативы» (УСН РК 8.02–04–2021) для топливных котельных. [24]

**Таблица 17 – Укрупненная сметная стоимость проектов топливных котельных**

Показатель	Ед.изм.	Стационарные		Блочно-модульные	
<b>Твердое топливо (уголь)</b>					
Мощность	МВт	0,12		1,27	
Инвестиции	тыс. тенге	17 389,7		72 752,5	
Стоимость ед.	тыс. долл/(Гкал/ч)	383,0		151,4	
<b>Жидкое топливо</b>					
Мощность	МВт	0,162	0,348	0,3	0,38
Инвестиции	тыс. тенге	22 451,0	28 784,3	48 536,0	49 984,5
Стоимость ед.	тыс. долл/(Гкал/ч)	366,3	218,6	427,6	347,7
<b>Природный газ</b>					
Мощность	МВт	0,162	0,24	0,5	0,6
Инвестиции	тыс. тенге	14 379,1	36 631,6	52 895,5	53 267,2
Стоимость ед.	тыс. долл/(Гкал/ч)	234,6	403,4	279,6	234,7

Для краткости применяется следующие сокращения

- Солнечные коллекторы (СК)
- Воздушные тепловые насосы (ВТН)
- Геотермальные тепловые насосы (ГТН)
- Тепловые насосы ВЭР (ТН ВЭР)

**Таблица 18 – Техничко-экономические показатели проектов ВИЭ (производство тепла)**

ВИЭ	Ед. изм.	СК	ВТН	ГТН	ТН ВЭР	Биомасса
Инвестиционная стоимость	тыс. долл./ Гкал/ч	600	528,6	1057,3	793,0	550,9
Коэффициент преобразования ТН			2,5	4	5	
Операционные расходы	тыс. долл. год	20	92,6	94,1	92,6	23,7
Коэффициент использования тепловой мощности	%	35%	40%	65%	80%	85%
Тепловая энергия	Гкал/год	3066,0	3504,0	5694,0	7008,0	7446,0
Оценка стоимости тепловой энергии	тенге/Гкал	15171,0	21113,0	18940,2	12927,3	6051,8
LCOE	долл./Гкал	33,1	46,9	41,7	28,6	13,2
	тенге/Гкал	14560,2	20642,1	18360,6	12574,1	5820,9

В отличие от использования биогаза прямое сжигание биомассы (солома/навоз/брикеты) наиболее эффективно по стоимости производства тепловой энергии, даже по сравнению с угольными котельными.

**Таблица 19 – Техничко-экономические показатели топливных котельных**

Топливные ресурсы	Ед. изм.	Газ	Уголь	Дизель	Мазут	СУГ
Инвестиционная стоимость	тыс. долл./ Гкал/ч	288	383,0	340	340	340
Операционные расходы	тыс. долл. год	72,2	71,5	434,3	365,9	353,0
Коэффициент использования тепловой мощности	%	85%	85%	85%	85%	85%
Тепловая энергия	Гкал/год	7446	7446	7446	7446	7446
Оценка стоимости тепловой энергии	тенге/Гкал	6697,7	7460,4	28535,7	24494,0	23728,2
LCOE	долл./Гкал	14,9	16,6	64,2	62,0	60,0
	тенге/Гкал	6577	7300	28253	27274	26416

Оценка сделана для следующей стоимости энергоресурсов:

- Тариф на электроэнергию – 25 тенге/кВт\*ч
- Уголь – 13 тыс. тенге/тонна
- Газ – 28 тыс. тенге/тыс. м<sup>3</sup>
- Дизельное топливо – 254 тыс. тенге/тонна
- Мазут – 200 тыс. тенге/тонна
- СУГ – 218 тыс. тенге/тонна

Как видно из таблиц, котельные на биотопливе<sup>4</sup> (например солома в тюках) могут быть сопоставимы по стоимости с угольными котельными. А наиболее дорогостоящим вариантом производства тепловой энергии на жидком топливе и СУГ. Необходимо отметить, что в рейтинге Международного энергетического агентства Казахстан занял (за 2020 год) двенадцатое место в мире по объемам дотаций на энергетические ресурсы, которые составляют около 2,7% ВВП<sup>5</sup>. В результате, регулирования и дотационного подхода к формированию цен на энергетические ресурсы на внутреннем рынке, преимущества использования ВИЭ для теплоснабжения имеет ограниченный экономический эффект, однако постепенная либерализация цен на внутреннем рынке, прежде всего СУГ приведет к существенному росту экономической эффективности перевода котельных, использующих СУГ на комбинированную выработку тепла с использованием ВИЭ.

**В результате при планировании строительства котельных на жидком топливе и СУГ вариант использования ВИЭ для производства тепла может оказать экономически эффективнее.**

Согласно экспертным оценкам в Казахстане эксплуатируется существенное число дизельных котельных, в том числе в системе центрального отопления городов Казахстана общая мощность котельных на дизельном топливе превышает 35 Гкал/ч, а в части децентрализованного и автономного теплоснабжения использование дизельных котельных распространено, как в коттеджных поселках, так на рудниках добычи ТПИ. Например, в городе Нур-Султан насчитывается более 200 котельных суммарной тепловой мощностью около 500 Гкал/ч, при этом преобладают котельные, использующие дизельное топливо (70%).

- Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии

---

<sup>4</sup> [https://www.inform.kz/ru/soloma-pomogaet-ekonomit-milliony-byudzhethnyh-sredstv-v-severnom-kazahstane\\_a3126742](https://www.inform.kz/ru/soloma-pomogaet-ekonomit-milliony-byudzhethnyh-sredstv-v-severnom-kazahstane_a3126742)

<sup>5</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/value-of-fossil-fuel-subsidies-by-fuel-in-the-top-25-countries-2020>

4. Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии

Выполняется на основании определённого потенциала технологий ВИЭ с учётом направлений использования технологий ВИЭ

Согласно Технического задания определены следующие направления использования энергии технологий ВИЭ:

- Электрогенерация;
- Горячее водоснабжение;
- Централизованное теплоснабжение;
- Централизованное охлаждение;
- Подогрев промышленных процессов;
- Охлаждение промышленных процессов.

На основании определённого потенциала технологий ВИЭ, анализа тарифов на энергетические ресурсы, а также материалов интервью с ключевыми специалистами вовлечённых сторон в области развития ВИЭ [15], выполнена оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии в различных географических зонах Казахстана, с учетом зональных особенностей каждого ресурса.

Результаты оценки приведены в Таблице 18. Технологии ВИЭ и регионы приведены в порядке, указывающем перспективность использования в данном регионе (по критериям убывания). По каждой технологии ВИЭ указаны 5 областей с наибольшим потенциалом.



**Таблица 20 – Таблица оценки потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии в различных географических зонах Казахстана, с учетом зональных особенностей каждого ресурса.**

№	Потенциальное использование ВИЭ	Наименование технологии ВИЭ	Регион
1.	Электрогенерация	Солнечные электростанции	Туркестанская
			Жамбылская
			Кызылординская область
			Алматинская область
		Ветряные электростанции	Акмолинская область
			Северо-Казахстанская область
			Мангистауская область
			Туркестанская область
			Алматинская область
		Гидроэлектростанции (малые)	Восточно-Казахстанская область
			Жамбылская область
			Туркестанская область
			Кызылординская область
			Костанайская область
		Биомасса	Алматинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Павлодарская область
			Кызылординская область
		Геотермальная энергетика	Мангистауская область
			Туркестанская область
Жамбылская область			
Карагандинская область			
Восточно-Казахстанская область			

№	Потенциальное использование ВИЭ	Наименование технологии ВИЭ	Регион
2.	Производство тепла	Солнечные коллектора	Актюбинская область
			Кызылординская область
			Алматинская область
			Мангистауская область
		Геотермальная энергетика (в т.ч. тепловые насосы)	Павлодарская область
			Карагандинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Акмолинская область
			Костанайская область
		Биомасса	Алматинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Акмолинская область
			Карагандинская область
Северо-Казахстанская область			
3.	Централизованное теплоснабжение	Солнечные коллектора	Актюбинская область
			Кызылординская область
			Алматинская область
			Мангистауская область
		Геотермальная энергетика (в т.ч. тепловые насосы)	Павлодарская область
			Карагандинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Акмолинская область
			Костанайская область
		Биомасса	Алматинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Павлодарская область
			Мангистауская область
4.	Централизованное охлаждение	Геотермальная энергетика (в т.ч. тепловые насосы)	Павлодарская область
			Карагандинская область
			Восточно-казахстанская область
			Мангистауская область
			Павлодарская область

№	Потенциальное использование ВИЭ	Наименование технологии ВИЭ	Регион
5.	Подогрев промышленных процессов	Геотермальная энергетика (в т.ч. тепловые насосы)	Карагандинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Алматинская область
			Карагандинская область
			Восточно-Казахстанская область
		Солнечные коллектора	Актюбинская область
			Кызылординская область
			Алматинская область
			Мангистауская область
			Павлодарская область
6.	Охлаждение промышленных процессов	Геотермальная энергетика (в т.ч. тепловые насосы)	Карагандинская область
			Восточно-Казахстанская область
			Алматинская область

Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии в различных географических зонах Казахстана, с учетом зональных особенностей каждого ресурса, выполнена с акцентом на техническую возможность использования ВИЭ. Вместе с тем, следует отметить некоторые технические особенности применения технологий ВИЭ:

- многообразие региональных климатических, тарифных, инфраструктурных и геологических условий, доступных источников ВИЭ и технических решений на базе разных типов ВИЭ требует отдельной проработки каждого проекта;
- имеются ограничения по использованию ВИЭ по климатическим условиям в регионах Казахстана, а геотермальные источники доступны в ограниченном количестве мест;
- отмечается неоднородность потенциала ВИЭ в региональном разрезе, как в плане природных, так и техногенных (тепловые насосы – использование промышленного сбросного тепла) источников.

Следует также отметить, значительный потенциал геотермальной энергетике и в отдельности применения технологии теплонасосных установок. К низкотемпературным источникам теплоты (НТИТ) для тепловых насосов относятся энергия окружающей среды и сбросная энергия дымовых газов и сточных вод в том числе от промышленных процессов [16].

Сбросное тепло является одним из самых приемлемых низкотемпературных источников для тепловых насосов. Установки можно строить с использованием отработанной теплоты воздуха, промышленных или сточных вод, а также теплоты технологических процессов. В целом наиболее перспективными низкопотенциальными источниками являются:

- теплота естественных природных водных источников: рек, озёр, наземных и подземных водоёмов со средней температурой около 10<sup>0</sup>С;
- сбросное тепло промышленных процессов;
- сбросная теплота канализационных стоков и других источников;

- сбросная теплота в градирнях (с выхода паровых турбин ТЭЦ в отопительный период в режиме вентиляционного пропуска с температурой пара на выходе 30–35°C).

Также отмечается возможность реализации проектов ТН установок с использованием теплоты грунта, поскольку этот источник низкопотенциальной теплоты все же доступен, и стабилен по температурному уровню в течение сезона, а также обладает теплоаккумулирующей способностью. Легче просчитываются в положительном диапазоне эффективности теплонасосные установки, которые используют отработанную теплоту (сбросное тепло), если она имеется в достаточном количестве и это экономически выгодно.

Основным показателем эффективности работы теплового насоса является коэффициент преобразования тепла, равный отношению количества энергии, генерируемой теплонасосом, к количеству электроэнергии, затрачиваемой на процесс переноса тепла. Наибольшее распространение в настоящее время получили парокомпрессионные тепловые насосы, использующие в качестве рабочего агента один из фреонов или их смесь.

Соотношение вырабатываемой тепловой энергии и потребляемой электрической называется коэффициентом трансформации (или коэффициентом преобразования теплоты – COP Coefficient of Performance) и служит показателем эффективности теплового насоса. Эта величина зависит от разности уровня температур в испарителе и конденсаторе. По этой причине тепловой насос должен использовать по возможности большую площадь теплообмена от источника низкопотенциального тепла, не стремясь добиться его сильного охлаждения, так как при охлаждении источника тепла снижается эффективность теплообмена. По этой причине, тепловые насосы делают так, чтобы масса низкотемпературного источника тепла была значительно больше, чем нагреваемая масса. Это снижает затраты энергии на отопление, но приводит к росту габаритов и стоимости оборудования.

## 5. Анализ тарифов в городах Казахстана (карта тарифов)

Основопологающим стимулом развития «тепловых» ВИЭ в регионах является их экономическая привлекательность по сравнению с местными традиционными источниками тепловой энергии, а именно сравнение тарифов ВИЭ с тарифами на теплоснабжение (отопление), стоимостью отопления на газе, дизтопливе и угле.

В целях подготовки карты тарифов на отопление подготовлен, и согласован с командой DREI, перечень городов с указанием критериев отбора.

Критериями отбора городов определены:

- Регионы (области) Казахстана;
- Климатические зоны Казахстана (не менее 3-х городов в каждой зоне);
- Численность населения в регионе (области): высокая – более 500 тыс.; средняя – от 500 до 100 тыс.; низкая – менее 100 тыс.;
- Источник теплоснабжения.

Приоритетность отбора городов, с учётом рассматриваемых критериев, указана цветом – от наиболее перспективных к менее перспективным (зелёный, жёлтый, красный).

Карта тарифов на отопление в городах Казахстана подготовлена на основании данных о тарифах доступных в Интернете на официальных ресурсах энергоснабжающих компаний, а также данных, предоставленных Комитетом по регулированию естественных монополий МНЭ РК [17]. Информация по тарифам на тепловую и электрическую энергию в регионах Казахстана приведена в таблицах ранее.

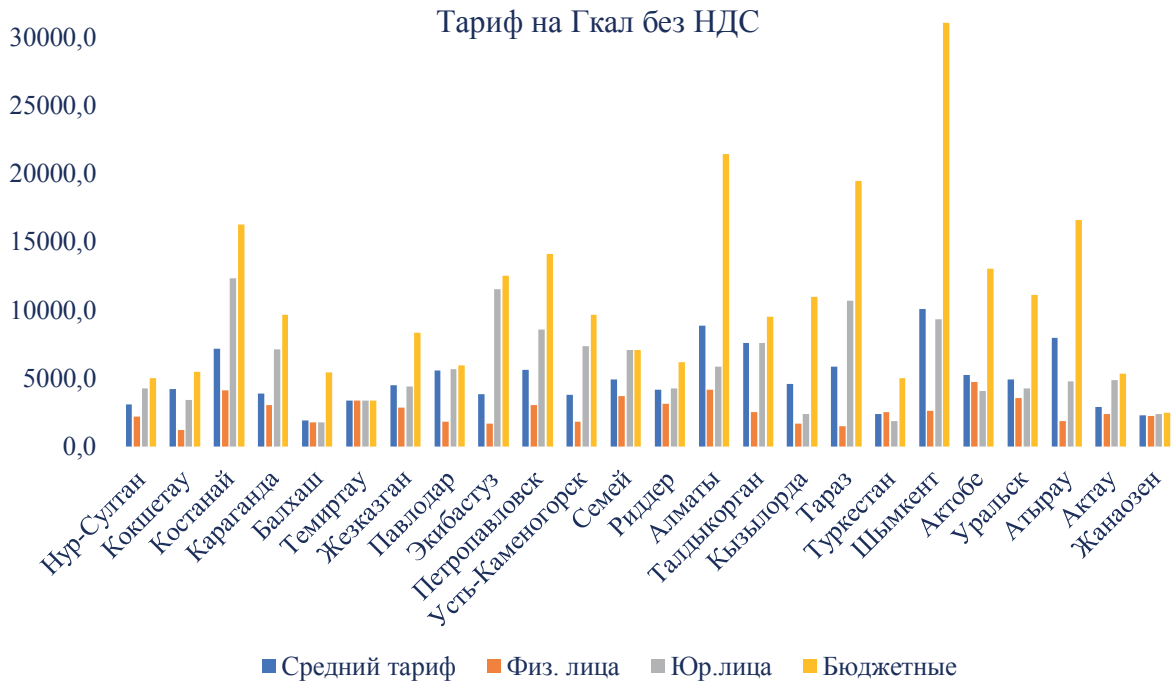
Выполнено группирование по категориям в разрезе перспективного использования технологий ВИЭ обусловленного высокой стоимостью текущих тарифов на тепловую энергию для нужд населения:

- наименее перспективные (низкие тарифы) – до 2 000 тенге/Гкал с НДС (красные);
- промежуточная группа № 1 – от 2 000 до 3 000 тенге/Гкал с НДС (оранжевые);
- промежуточная группа № 2 – от 3 000 до 5 000 тенге/Гкал с НДС (жёлтые);
- наиболее перспективные (высокие тарифы) – свыше 5 000 тенге/Гкал с НДС (зелёные).

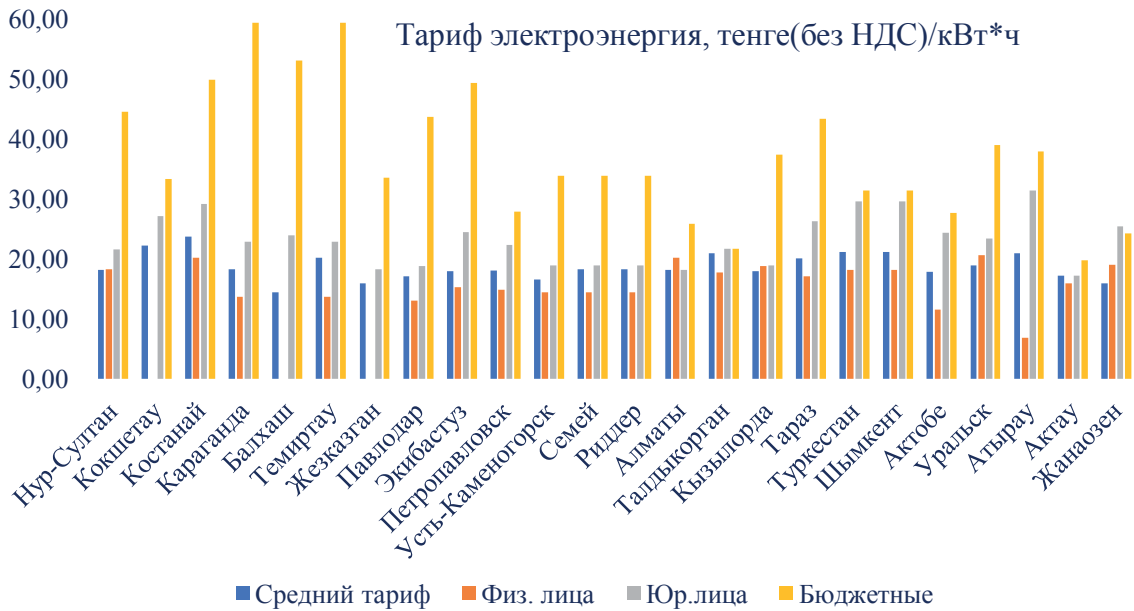
Анализ тарифов на электроэнергию и тепло показывает неравномерную дифференциацию между группами потребителей. В целом в Казахстане нет единой методики распределения тарифов на тепловую и электрическую электроэнергию между группами потребителей (физ.лица, юридические лица, бюджет), что хорошо видно на нижеследующих диаграммах.

Неравномерность дифференциации тарифов на тепловую и электрическую энергию создают возможность использования особенно для бюджетных организаций ВИЭ, как для производства электроэнергии, так и тепла.

Тарифы на электроэнергию и тепло максимальны для бюджетных организаций и превышают стоимость выработки электроэнергии и тепла на ВИЭ.



**Рисунок 10 – Тарифы на тепловую энергию в сравнении с средними тарифами 2021 год.**



**Рисунок 11 – Тарифы электрическую энергию в сравнении с средними тарифами 2021 год.**

Таблица 21 – Перечень городов и критерии отбора – тепловая энергия.

Энерго-зона	Наименование города	Критерии отбора			
		Регион (область)	Климатическая зона	Уровень населённости	Источник тепло-снабжения
Северная	Нур-Султан	Акмолинская	Север	Высокий	Уголь, Газ
	Атбасар		Север	Низкий	Уголь
	Кокшетау		Север	Низкий	Уголь
	Костанай	Костанайская	Север	Средний	Газ
	Караганда	Карагандинская	Центр	Высокий	Уголь
	Балхаш	Карагандинская	Центр	Низкий	Уголь
	Темиртау	Карагандинская	Центр	Средний	Уголь
	Жезказган	Карагандинская	Центр	Низкий	Уголь
	Павлодар	Павлодарская	Север	Средний	Уголь
	Экибастуз		Север	Средний	Уголь
	Петропавловск	Северо-Казахстанская	Север	Средний	Уголь
	Тайынша		Север	Низкий	Уголь
	Усть-Каменогорск	Восточно-Казахстанская	Восток	Средний	Уголь
	Семей		Восток	Средний	Уголь
	Риддер		Восток	Низкий	Уголь
Южная	Алматы	Алматинская	Юг	Высокий	Газ
	Талдыкорган		Юг	Средний	Газ
	Кызылорда	Кызылординская	Юг	Средний	Газ
	Тараз	Жамбылская	Юг	Средний	Газ
	Туркестан	Туркестанская	Центр	Средний	Газ
	Шымкент		Юг	Высокий	Газ
Запад	Актобе	Актюбинская	Запад	Высокий	Газ
	Уральск	Западно-Казахстанская	Запад	Средний	Газ
	Атырау	Атырауская	Запад	Средний	Газ
	Ақтау	Мангистауская	Запад	Средний	Газ
	Жанаозен		Запад	Средний	Газ



**Таблица 22 – Стоимость тепловой энергии по видам потребителей на 2021 год.**

Город	Область	Средний тариф, тенге/Гкал (без НДС)	Тепловая энергия, тенге/Гкал без НДС					
			Физические лица		Бюджетные организации		Юридические лица	
			с ПУ	без ПУ	с ПУ	без ПУ	с ПУ	без ПУ
Нур-Султан	Акмолинская	3105,8	2171,4	2612,1	5019,9	7640,0	4259,6	5587,5
Атбасар		4200	1385,8	3106,1	4332,8	12767,5	3406,7	6193,1
Кокшетау		4213,2	1194,1	2568,2	5497,8	9847,8	3426,9	6138,6
Костанай	Костанайская	7162,1	4100,6	5052,5	16285,9	24428,9	12329,5	16336,7
Караганда	Карагандинская	3896,5	3026,4	0,0	9662,9	0,0	7123,7	0,0
Балхаш		1899,5	0,0	1204,4	5443,1	5443,1	1778,2	1778,2
Темиртау		3389,5	3389,5		3389,5		3389,5	
Жезказган		3389,5	2846,4	7129,0	8344,9	12517,3	4384,0	6962,8
Павлодар	Павлодарская	5579,6	1830,9	2808,7	5966,4	9134,8	5643,0	7443,7
Экибастуз		3835,4	1689,6	3074,3	12499,6	0,0	11529,8	0,0
Петропавловск	Северо-Казахстанская	5607,3	3034,3	3780,4	14111,5	22675,9	8574,3	11455,1
Усть-Каменогорск	Восточно-Казахстанская	3794,3	1822,8	3621,7	9662,1	14554,8	7350,3	9668,7
Семей		4923,9	3706,6		7082,3		7082,3	
Риддер		4167,5	3148,6	0,0	6173,3	0,0	4252,4	0,0
Алматы	Алматинская	8875,1	4169,6	5687,3	21417,9	32487,2	5846,0	10446,3
Талдыкорган		7567,5	2523,9	0,0	0,0	7250,5		
Кызылорда	Кызылординская	4598,6	1677,2	2832,6	10947,4	17642,6	2395,4	3913,2
Тараз	Жамбылская	5831,7	1501,1	3266,7	19466,6	30503,0	10686,3	21007,1
Туркестан	Туркестанская	2387,7	2527,7	2357,1	5021,1	10846,8	1859,0	4125,3
Шымкент		10083,8	2606,7	5127,5	31064,7	49415,6	9307,6	20346,2
Актобе	Актюбинская	5238,2	4724,2	2955,6	13042,4	21339,6	4067,4	5558,1
Уральск	Западно-Казахстанская	4928,0	3567,6	0,0	11092,6	0,0	4238,0	0,0
Атырау	Атырауская	7950,2	1877,2	4098,3	16579,3	25772,8	4776,2	12828,0
Ақтау	Мангистауская	2911,8	2392,4	0,0	5316,1	0,0	4872,6	0,0
Жанаозен		2276,9	2258,8	0,0	2470,3	0,0	2380,4	0,0

Источник: данные КРЕМ [17] и отчеты энергоснабжающих организаций.

**Таблица 23 – Стоимость природного (товарного) газа для групп потребителей на 2021 год.**

Город	Область	С учетом тарифа на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам, тенге/тыс. м <sup>3</sup> без НДС					
		Население 1 гр	Производство тепла		Электростанции 4 гр	Юр. Лица 5 гр	Бюджетные организации 6 гр
			Для населения 2 гр	Для юр. лиц 3 гр			
Нур-Султан	Акмолинская	34625,4	34625,4	34625,4	34625,4	34625,4	34625,4
Костанай	Костанайская	21745,3	19880,1	27673,8	25146,3	27918,1	28575,3
Караганда	Карагандинская	36430,3	36430,3	36430,3	36430,3	36430,3	36430,3
Риддер	Восточно-Казахстанская	9718,7	9718,7	9718,7	9718,7	9718,7	9718,7
Алматы	Алматинская	28326,7	21201,4	33721,4	28609,3	29488,7	35977,2
Талдыкорган	Алматинская	27399,4	27399,4	27399,4	27399,4	27399,4	27399,4
Кызылорда	Кызылординская	16496,5	14684,4	16717,2	14711,1	16717,2	16717,2
Тараз	Жамбылская	24420,3	19190,5	41861,2	33865,4	41861,2	42496,4
Туркестан	Туркестанская	28000,3	25056,1	31720,2	26897,4	31720,2	32000,5
Шымкент	Туркестанская	28000,3	25056,1	31720,2	26897,4	31720,2	32000,5
Актобе	Актюбинская	9381,6	7215,2	14012,0	13258,7	14012,0	14775,6
Уральск	Западно-Казахстанская	16958,6	11653,8	17580,2	14328,6	17580,2	17705,6
Атырау	Атырауская	4696,7	4696,7	11424,9	11424,9	11424,9	13277,3
Ақтау	Мангистауская	9894,7	6551,2	21273,4	18717,9	21273,4	21273,4
Жанаозен	Мангистауская	9894,7	6551,2	21273,4	18717,9	21273,4	21273,4

**Таблица 24 – Тарифы на электроэнергию (усредненные на 2021 г), тенге/кВт\*ч без НДС**

Город	Область	Средний тариф	Электрическая энергия, тенге/кВт*ч без НДС				
			Физические лица			Юридические лица	
			1 уров.	2 уров.	3 уров.	прочие	бюджет
Нур-Султан	Акмолинская	18,21	11,99	18,35	22,93	21,67	44,64
Кокшетау		22,25	0,00	0,00	0,00	27,19	33,40
Костанай	Костанайская	23,77	16,01	20,23	25,29	29,20	49,97
Караганда	Карагандинская	18,34	10,35	13,73	17,16	22,90	59,51
Балхаш		14,50	0,00	0,00	0,00	23,97	53,13
Темиртау		20,28	10,35	13,73	17,16	22,90	59,51
Жезказган		15,96	0,00	0,00	0,00	18,27	33,55
Павлодар	Павлодарская	17,10	10,08	13,10	16,38	18,87	43,76
Экибастуз		12,59	15,34	19,17	24,54	49,40	

Город	Область	Средний тариф	Электрическая энергия, тенге/кВт*ч без НДС				
			Физические лица			Юридические лица	
			1 уров.	2 уров.	3 уров.	прочие	бюджет
Петропавловск	Северо-Казахстанская	18,04	11,83	14,90	18,63	22,41	27,96
Тайынша			11,83	14,90	18,63	22,41	27,96
Усть-Каменогорск	Восточно-Казахстанская	16,54	9,74	14,41	18,81	18,90	33,94
Семей		18,33	9,74	14,41	18,81	18,90	33,94
Риддер		18,33	9,74	14,41	18,81	18,90	33,94
Алматы	Алматинская	18,25	15,65	20,23	25,29	18,25	25,93
Талдыкорган		21,02	14,69	17,73	22,16	21,73	21,73
Кызылорда	Кызылординская	17,93	14,68	18,79	23,49	18,96	37,50
Тараз	Жамбылская	20,17	13,76	17,16	21,46	26,33	43,45
Туркестан	Туркестанская	21,22	13,65	18,16	22,70	29,62	31,51
Шымкент		21,22	13,65	18,16	22,70	29,62	31,51
Актобе	Актюбинская	17,91	8,86	11,55	14,44	24,37	27,69
Уральск	Западно-Казахстанская	18,91	15,85	20,65	25,82	23,39	39,04
Атырау	Атырауская	21,03	5,27	6,85	18,57	21,03	21,03
Актау	Мангистауская	17,22	0,00	0,00	0,00	17,22	19,75
Жанаозен		15,96	0,00	0,00	0,00	25,51	24,28

Источник: данные КРЕМ [17] и отчеты энергоснабжающих организаций.

В результате анализа Карты тарифов на отопление в городах Казахстана отмечается:

- тарифы для потребителей, не оснащённых приборами учёта, выше, чем у потребителей с приборами;
- наибольшие тарифы у бюджетных организаций и юридических лиц;
- в регионах с централизованным источником теплоснабжения, использующим в качестве основного топлива газ, тарифы на отопление выше, чем в регионах с источников теплоснабжения на угле;
- в небольших городах, а также в городах без крупных промышленных предприятий тарифы на отопление выше средних по региону;

Тем не менее, к примеру, уже сейчас экономически оправдано использование солнечных коллекторов /тепловых насосов /котельных на биомассе для горячего водоснабжения и отопления как индивидуального жилья, так и многоэтажных домов. Понятно, что речь не идёт о конкурировании с существующими центральными тепловыми сетями, однако, если учесть большой износ тепловых сетей и необходимые инвестиции, требуемые для модернизации сетей и теплогенерирующего оборудования, то можно говорить о значительном удорожании отпущенной тепловой энергии центральными сетями. [19]

6. Определение областей  
Казахстана с наибольшим  
экономическим потенциалом  
«тепловых» ВИЭ в жилищном  
секторе

Согласно Таблице 20 Оценка потенциального использования коммерчески жизнеспособных ресурсов возобновляемой энергии в различных географических зонах Казахстана, с учетом зональных особенностей каждого ресурса, к категории «тепловых» ВИЭ относятся технологии ВИЭ со следующими направлениями использования энергии:

- Энергия солнца (солнечные коллектора);
- Тепловые насосы;
- Энергия биомасс.

## 6.1. Централизованное теплоснабжение

С учетом особенности распределения тарифов на электрическую энергию и тепловую, в ряде случаев может быть рассмотрены варианты комбинированного использования ВИЭ в дополнение к централизованному теплоснабжению.

### 6.1.1. Солнечные коллекторы

Использование солнечных коллекторов возможно для производства тепловой энергии для нужд отопления и ГВС. В случае наличия централизованного теплоснабжения возможно комбинированное использование централизованного теплоснабжения и солнечных коллекторов.

В случае работы автономных систем теплоснабжения, в частности, на природном газе или электроэнергии, солнечные коллекторы могут дополнять работу автономной котельной снижая потребление электроэнергии и природного газа.

**Таблица 25 – Солнечная инсоляция и КИУМ действующих СЭС в Казахстане.**

Областные центры и города Республиканского подчинения	Солнечная инсоляция, кВт*ч/м <sup>2</sup>	КИУМ СЭС в регионе раз- мещения
Петропавловск	1173	
Уральск	1257	
Актобе	1311	
Костанай	1313	
Павлодар	1315	
Нур-Султан и Акмолинская обл.	1352	12,0%
Караганда	1362	17,2%
Усть-Каменогорск	1397	15,7%
Атырау	1431	

Областные центры и города Республиканского подчинения	Солнечная инсоляция, кВт*ч/м <sup>2</sup>	КИУМ СЭС в регионе раз- мещения
Алматы и Алматинская обл.	1457	18,2%
Актау	1476	17,3%
Кызылорда	1539	19,6%
Шымкент	1618	19,0%
Тараз	1636	18,6%

Источник: данные Meeonotm 7.3 и данные по работе СЭС находящихся в эксплуатации более года (предоставлены РФЦ).

Анализ солнечной инсоляции и КИУМ действующих (более года) СЭС показывает, что наиболее целесообразно использование солнечных коллекторов в Алматинской, Кызылординской, Туркестанской и Жамбылской областях.

Стоимость тепловой энергии от солнечных коллекторов согласно таблице 18 должна быть более **15,2 тыс. тенге/Гкал**.

Анализ тарифов на тепловую энергию (тенге/Гкал) по различным типам потребителей показывает следующее:

- в части централизованного теплоснабжения наиболее высокие тарифы приходятся на Алматы, Туркестанскую, Жамбылскую и Атыраускую области;
- наиболее высокие тарифы (**более 15,2 тыс. тенге/Гкал**) на тепловую энергию характерны бюджетных организаций г. Алматы, г. Шымкента, г. Тараз и Атырау.

В результате, наиболее приоритетным является использование солнечных коллекторов в дополнении к системам теплоснабжения в **г. Алматы, г. Шымкент**, для бюджетных организаций исходя из анализа тарифов на тепловую энергию (более подробно см. 5 раздел).

Однако использование солнечных коллекторов для производства тепловой энергии требует комбинированной выработки (ввиду непостоянного характера выработки тепла) с использованием электрической энергии (как правило), поэтому необходимо учитывать стоимость электроэнергии, которая наиболее высокая для бюджетных организаций (из определенных регионов) в г. Тараз.

## 6.1.2. Тепловые насосы

Основным экономическим параметром для определения возможности применения тепловых насосов является отношение стоимости электроэнергии (в энергетическом эквиваленте) к стоимости тепловой энергии: чем меньше это отношение, тем экономически эффективнее может быть использование теплонасосных систем.

**Таблица 26 – Отношение стоимости электрической энергии к тепловой.**

Энергозона	Город	Область	Отношение стоимость электроэнергии к стоимости тепла		
			Населен.	Юр лица	Бюджетные
Северная	Нур-Султан	Акмолинская	12,3	5,9	10,3
	Атбасар		н/д	н/д	н/д
	Кокшетау		0,0	9,2	7,1
	Костанай	Костанайская	7,2	2,8	3,6
	Караганда	Карагандинская	6,6	3,7	7,2
	Балхаш		5,6	15,7	11,3
	Темиртау		5,9	7,9	20,4
	Жезказган		0,0	4,8	4,7
	Павлодар	Павлодарская	10,4	3,9	8,5
	Экибастуз		13,2	2,5	4,6
	Петропавловск	Северо-Казахстанская	7,1	3,0	2,3
	Тайынша		2,8	н/д	н/д
	Усть-Каменогорск	Восточно-Казахстанская	12,0	3,0	4,1
	Семей		5,9	3,1	5,6
	Риддер		6,9	5,2	6,4
Южная	Алматы	Алматинская	7,0	3,6	1,4
	Талдыкорган		10,2	н/д	н/д
	Кызылорда	Кызылординская	16,3	9,2	4,0
	Тараз	Жамбылская	16,6	2,9	2,6
	Туркестан	Туркестанская	10,4	18,5	7,3
	Шымкент		10,1	3,7	1,2
Западная	Актобе	Актюбинская	3,6	7,0	2,5
	Уральск	Западно-Казахстанская	8,4	6,4	4,1
	Атырау	Атырауская	5,3	0,0	0,0
	Актау	Мангистауская	8,4	4,1	4,3
	Жанаозен		8,2	12,5	11,4

Источник: данные КРЕМ и отчеты энергоснабжающих организаций.

н/д – нет данных

В результате, для теплонасосных систем эксплуатация, которых ведется с коэффициентом преобразования **более 2,5** (ячейки будут выделены желтым) могут быть рассмотрены проекты внедрения тепловых насосов **в дополнении к системам теплоснабжения в бюджетных организациях городов** Алматы, Шымкент, Актобе, Петропавловск.

## 6.2. Дополнение работы топливных котельных

Замещение или дополнение котельных источниками тепловой энергии на ВИЭ может рассматриваться только при условии экономической целесообразности. При этом ввиду низкой стоимости энергетических ресурсов в Казахстане, применение источников тепловой энергии на ВИЭ рассматривается только для замещения или дополнения источников тепловой энергии на газе или электроэнергии. Ниже приведены расчеты стоимости тепловой энергии для новых котельных на ВИЭ, а также на газе и угле.

**Таблица 27 – Параметры стоимости и работы систем теплоснабжения на ВИЭ и традиционных источниках теплоснабжения.**

Показатель	Ед. Изм.	Возобновляемые источники					Традиционные	
		СК	ВТН	ГТН	ТН ВЭР	Био-масса	Газ	Уголь
Инвестиционная стоимость	тыс. долл./ Гкал/ч	600	494,9	989,8	742,3	550,9	288	383,0
Коэффициент преобразования ТП	ед.	0	2,5	4	5	0	0	0
Операционные расходы ТП	тыс. долл. год	20	46,9	41,7	28,6	13,2	72,2	71,5
Коэффициент использования мощности	%	35%	20642,1	18360,6	12574,1	5820,9	85%	85%
Тепловая энергия	Гкал/год	3066,0	46,9	41,7	28,6	13,2	7446	7446
Оценка стоимости тепла	тенге/Гкал	16205,4	20642,1	18360,6	12574,1	5820,9	6697,7	7460,4

**Примечание:** Солнечные коллекторы (СК), Воздушные тепловые насосы (ВТН), Геотермальные тепловые насосы (ГТН), Тепловые насосы ВЭР (ТН ВЭР), Биомасса (солома/навоз) – прямое сжигание в печах.

Из таблицы 27 видно, что конкурентоспособны угольным котельным, только котельные на прямом сжигании соломы, что уже находит подтверждение в конкретных проектах Северо-Казахстанской области<sup>6</sup>.

Не ограничивая общности, будем считать, что источники тепла на электроэнергии и природном газе мощностью 1 Гкал/ч, работают на установленную мощность 80% времени в году, вырабатывая 7008 Гкал в год. При этом при рассмотрении вариантов внедрения источников тепла на ВИЭ, комбинированная система должна иметь такую же производительность 7008 Гкал в год. С учетом окупаемости проектов 4–5 лет и разных значений IRR определим минимальные значения тарифов, при которых использование ВИЭ экономически целесообразно.

<sup>6</sup> [https://www.inform.kz/ru/soloma-pomogaet-ekonomit-milliony-byudzhethnyh-sredstv-v-severnom-kazahstane\\_a3126742](https://www.inform.kz/ru/soloma-pomogaet-ekonomit-milliony-byudzhethnyh-sredstv-v-severnom-kazahstane_a3126742)



## 6.2.1. Электронагревательные системы

Для электронагревательных систем экономическая целесообразность замены на ВИЭ может быть рассмотрена при различных значениях тарифов, срок рассмотрения с учетом дисконтирования 20 лет. Ниже в таблице представлены минимальные тарифы, при которых для соответствующих значений IRR экономически целесообразно рассматривать внедрение ВИЭ для замещения электронагревательных систем.

**Таблица 28 – Минимальные тарифы на электроэнергию для проектов дополнения/ замещения источников тепла на электроэнергии, тенге/кВт\*ч без НДС.**

IRR	15%	16%	17%	18%	19%
Солнечные коллекторы	19,21	19,80	20,41	21,02	21,63
Воздушные ТН	19,94	20,65	21,37	22,11	22,50
Геотермальные ТН	19,63	20,33	21,05	21,77	22,50
Тепловые насосы на ВЭР	11,21	11,62	12,02	12,44	12,85
Биомасса (солома/навоз)	8,03	8,26	8,51	8,75	9,00

Анализ действующих тарифов на электроэнергию показывает, что:

- в условиях наличия в необходимом объеме биомассы использование<sup>7</sup> котельной на биотопливе и замена электронагревателей может быть рассмотрена для всех потребителей;
- воздушные и геотермальные ТН могут быть использованы для комбинированной выработки теплоэнергии для:
  - физических лиц: г. Нур-Султан, г. Костанай, г. Алматы, г. Талдыкорган, г. Кызылорда, г. Тараз, г. Туркестан, г. Шымкент, г. Уральск;
  - юридических лиц: г. Нур-Султан, г. Кокшетау, г. Костанай, г. Караганда, г. Балхаш, г. Темиртау, г. Экибастуз, г. Петропавловск, г. Тайынша, г. Тараз, г. Туркестан, г. Шымкент, г. Актобе, г. Уральск, г. Жанаозен;
  - для бюджетных организаций: ввиду высокого уровня тарифов более 21,7 тенге/кВт\*ч (без НДС);
- солнечные коллекторы с учетом величины солнечной инсоляции могут быть внедрены (дополнительно см. раздел 5 с уровнем тарифов для СК с учетом инсоляции):
  - физических лиц: г. Нур-Султан, г. Костанай, г. Алматы, г. Талдыкорган, г. Кызылорда, г. Тараз, г. Туркестан, г. Шымкент, г. Уральск;
  - юридических лиц: г. Кокшетау, г. Костанай, г. Караганда, г. Балхаш, г. Темиртау, г. Экибастуз, г. Петропавловск, г. Тараз, г. Туркестан, г. Шымкент, г. Актобе, г. Уральск, г. Жанаозен;
  - во всех бюджетных организациях ввиду высоких тарифов на электроэнергию за исключением г. Талдыкорган, г. Актау.

<sup>7</sup> по биомассе приведён общий объем доступных отходов и остатков: навоз, забой скота, сельхозкультур, молочная продукция, масляничные культуры, ТБО [12]. Сводная информация по биомассе приведена в Приложении № 3.

- в случае наличия вторичных энергетических ресурсов, замена электронагревателей на систему ТН с использованием ВЭР может быть рекомендована для всех юридических лиц и бюджетных организаций (см. Таблицу 27).

## 6.2.2. Теплоисточники на газе

**Таблица 29 – Минимальная стоимость товарного газа для проектов дополнения/ замещения источников тепла на газе, тенге/тыс. м3 без НДС.**

<b>IRR</b>	<b>15%</b>
Солнечные коллекторы	183202,5
Воздушные ТН	186554,9
Геотермальные ТН	185700,9
Тепловые насосы на ВЭР	121796,6
Биомасса (солома/навоз)	76533,6

Даже для минимального значения IRR 15%, для всех вариантов использования ВИЭ для производства тепла минимальная стоимость газа в разы превышает текущую стоимость на рынке.

Поэтому использование ВИЭ для замещения источника тепловой энергии на природном газе экономически нецелесообразно.

**Таблица 30 – Оценка теоретического потенциала «тепловых» ВИЭ в жилищном секторе, в разрезе областей Казахстана.**

№	Регион (область)	Солнечные коллектора	Геотермальная энергия		Биомасса
		Годовое значение солнечной инсоляции (GHI)	Термальные подземные воды)	Тепловые насосы – наличие ВЭР	Общий объем доступных отходов и остатков
		кВт*ч/м <sup>2</sup>	тыс. Гкал/год		тыс. тонн/год
1	Акмолинская область, в т.ч.г. Нур-Султан	1352	н/д	-	1267
2	Актюбинская область	1457	н/д	+	381
3	Алматинская область, в т.ч.г. Алматы	1476	49542	+	1723
4	Атырауская область	1431	н/д	-	56
5	Восточно-Казахстанская область	1311	н/д	+	460
6	Жамбылская область	1362	н/д	-	809

№	Регион (область)	Солнечные коллектора	Геотермальная энергия		Биомасса
		Годовое значение солнечной инсоляции (GHI)	Термальные подземные воды)	Тепловые насосы – наличие ВЭР	Общий объем доступных отходов и остатков
		кВт*ч/м <sup>2</sup>	тыс. Гкал/год		тыс. тонн/год
7	Западно-Казахстанская область	1313	н/д	-	200
8	Карагандинская область	1539	н/д	+	480
9	Костанайская область	1257	н/д	+	1202
10	Кызылординская область	1397	н/д	-	141
11	Мангистауская область	1315	19 555	-	60
12	Павлодарская область	1173	н/д	+	427
13	Северо-Казахстанская область	1636	н/д	-	1153
14	Туркестанская область, в т.ч.г. Шымкент	1618	н/д	+	391

**Примечание:**

по геотермальной энергии термальных подземных вод указаны области с наиболее перспективными источниками Илийского и Сырдарьинского бассейнов, а также Мангышлак-Устюртская системы [13];

по геотермальной энергии ТН установок указаны области с значительным количеством тепловых отходов технологических процессов промышленных предприятий [18].

Выполненная оценка потенциала «тепловых» ВИЭ в жилищном секторе свидетельствует о наличии значительного технически возможного потенциала ВИЭ в разрезе регионов Казахстана.

Однако успешной реализации теоретического потенциала препятствуют ряд барьеров: экономических, технических и организационных.

Важно подчеркнуть, что на текущий момент практически нет каких-либо технологических или технических барьеров по широкому применению и внедрению технологий ВИЭ в домашних условиях, малыми и средними бизнесами, крестьянскими хозяйствами или бюджетными организациями. **Основным барьером в условиях Казахстана является система тарифообразования в энергетическом секторе, которая в целом не мотивирует не только широкое применение технологий ВИЭ, но и в целом выглядит достаточно не системно.**

Можно выделить несколько перспективных направлений использования различных технологий ВИЭ домашними хозяйствами: солнечные коллекторы – для целей горячего водоснабжения и отопления особенно в местности, не имеющей централизованных тепловых сетей. Что касается субъектов малого и среднего предпринимательства и крестьянских хозяйств, то целесообразность использования технологий ВИЭ актуальна уже сейчас, поскольку стоимость электроэнергии за кВт\*ч для указанных субъектов дороже, чем для других потребителей [19].

### 6.3. Определение районов с доступом домохозяйств к магистральным газопроводам

К числу сдерживающих факторов развития «тепловых» ВИЭ в регионах относится доступность магистрального природного газа домохозяйствам: стоимость строительства и эксплуатации ВИЭ значительно превышают аналогичные затраты магистрального газоснабжения, даже с учётом крайне низких текущих затрат при использовании ВИЭ.

Крупнейшей газораспределительной компанией в Казахстане является АО «КазТрансГаз Аймак», включающей более 50,5 тыс. км распределительных и магистральных газопроводов и всю необходимую инфраструктуру. АО «КазТрансГаз Аймак» успешно выполняет планы по газификации городов, сел, населенных пунктов, а также созданию газовой инфраструктуры для дальнейшей их урбанизации и развития промышленного потенциала. Основные задачи предприятия – организация поставок товарного газа, транспортировка голубого топлива по распределительным сетям, управление газотранспортными активами в регионах.

На начало 2022 г. производственные филиалы АО «КазТрансГаз Аймак» поставляют товарный газ в Актюбинскую, Алматинскую, Атыраускую, Восточно-Казахстанскую, Жамбылскую, Западно-Казахстанскую, Карагандинскую, Кызылординскую, Костанайскую, Мангистаускую и Туркестанскую области, а также в города республиканского значения – Нур-Султан, Алматы и Шымкент. Доля компании на рынке сбыта товарного газа в Казахстане возросла до 95%. Количество абонентов АО «КазТрансГаз Аймак» превысило более 1 миллиона 900 тысяч (около 9 млн жителей), а также более 49 тысяч предприятий.

Согласно полученной от АО «КазТрансГаз Аймак» информации [20], в Таблице 30 приведена информация о доступности магистрального природного газа домохозяйствам в регионах Казахстана.

Уровень доступности магистрального природного газа домохозяйствам в регионах Казахстана, указан цветом – от наиболее доступных к менее доступным (зелёный, жёлтый, красный).

**Таблица 31 – Сведения о регионах Казахстана, в которых магистральный природный газ доступен домохозяйствам.**

№, п/п	Наименование области	Количество населённых пунктов, ед.	Подключено к магистральным газопроводам, ед.	Газификация населения, % (на 01.01.22 г.)
<b>Всего по областям РК</b>		<b>3457</b>	<b>1213</b>	<b>57,67</b>
1	Акмолинская область	600	14	2,33
2	Актюбинская область	323	142	92,71
3	Алматинская область	742	164	63,68
4	г. Алматы	1	1	98,98
5	Атырауская область	155	137	98,72
6	Восточно-Казахстанская область	693	10	1,29
7	Западно-Казахстанская область	421	343	98,93

№, п/п	Наименование области	Количество населённых пунктов, ед.	Подключено к магистральным газопроводам, ед.	Газификация населения, % (на 01.01.22 г.)
8	Жамбылская область	371	257	94,45
9	Карагандинская область	данных нет	3	0,00
10	Костанайская область	529	75	57,93
11	Кызылординская область	234	20	66,53
12	Мангистауская область	61	56	98,41
13	г. Нур-Султан	1	1	15,44
14	Павлодарская область	358	0	0,00
15	Северо-Казахстанская область	640	0	0,00
16	Туркестанская область	841	457	66,20
17	г. Шымкент	1	1	92,53

На основании анализа «Сведений о регионах Казахстана, в которых магистральный природный газ доступен домохозяйствам» отмечается, что следующие регионы Казахстана имеют наименьшую доступность или отсутствует доступ к природному газу:

- Акмолинская область, в т.ч.г. Нур-Султан;
- Восточно-Казахстанская область;
- Карагандинская область;
- Павлодарская область;
- Северо-Казахстанская область.

В вышеперечисленных регионах Казахстана в качестве основного топлива для нужд энергоснабжения (теплоснабжения и электроснабжения), в том числе для домохозяйств является уголь.

Вместе с тем, необходимо отметить, что даже согласно сценарию «Net Zero» потребление энергии не может быть полностью покрыто за счёт ВИЭ. Для более стабильной и устойчивой энергосистемы предлагается использование тандема «ВИЭ и Газ», чтобы обеспечить быстрое и надёжное резервное питание. [21]

7. Оценка применений технологий ВИЭ из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ для различных видов конечного использования энергии

На основании результатов выполнения задачи № 3 согласно Технической спецификации определены для дальнейшей оценки направления применений ВИЭ из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ для различных видов конечного использования энергии.

Для выполнения задачи № 4, согласно технической спецификации, подготовлен «Подробный план оценки применения технологий ВИЭ из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ для различных видов конечного использования энергии» (далее – План оценки).

План оценки подготовлен на основании:

- Сведений о применяемых технологиях и видах конечного использования ВИЭ (Интернет-источники);
- Сведений о потенциале источников ВИЭ;
- Сведений, полученных в результате интервьюирования ключевых специалистов вовлечённых сторон;
- Материалов и результатов Задачи № 3.

Основными критериям для оценки определены:

- Потенциал технологий ВИЭ по регионам (областям);
- Тарифы на услуги теплоснабжения по регионам (областям);
- Тарифы на электроснабжение по регионам (областям);
- Уровень газификации по регионам (областям).

Основными видами конечного использования энергии приняты:

- Отопление;
- Горячее водоснабжение (ГВС);
- Производство электроэнергии;
- Охлаждение.

8. Оценка требуемых инвестиционных затрат технически доступных технологий ВИЭ, которые могут быть применены для различных потенциальных видов конечного использования энергии



## 8.1. Производства электроэнергии на ВИЭ

Производство электроэнергии в качестве распределенной генерации позволяет сократить потери электроэнергии в электрических сетях, однако в энергосистеме работа непостоянных источников без аккумуляции электроэнергии вызывает проблемы балансирования колебаний в производстве и потреблении электроэнергии.

При развитии распределенной генерации могут возникать проблемы технического характера, связанные с качеством используемых инверторов и влиянием на показатели качества электроэнергии. Развитие распределенной генерации должно сопровождаться созданием соответствующей нормативно-технической базы для обеспечения надежности и качества электроснабжения.

### 8.1.1. Распределенная генерация

Использование солнечных фотоэлектрических систем (с инверторами) для частичного покрытия потребления зданий широко применяется в странах с благоприятными климатическими условиями, как элемент распределенной генерации. В Австралии, имеющей схожую с Казахстаном структуру экономики и низкую плотность населения, к 2020 году общая мощность солнечных фотоэлектрических систем мощностью менее 100 кВт превысила 13 ГВт. Одни только малые фотоэлектрические системы на крышах домов производят 6,5% от общего производства электроэнергии в Австралии<sup>8</sup>.

Размещение фотоэлектрических систем на крышах зданий следует исходя из параметра на 1 кВт необходимо 5 м<sup>2</sup>. Соответственно установки 15–20 кВт мощности потребуют 75–100 м<sup>2</sup> поверхности крыш, что вполне достаточно для размещения, как на крышах жилых домов, так и административных зданий.

Одной из проблем эксплуатации подобных систем, является необходимость периодической очистки поверхности солнечных панелей от загрязнения, поэтому необходима организация специальных сервисных служб для периодической очистки поверхности фотоэлементов. Существующие технологии самоочищающихся поверхностей фотоэлементов, пока достаточно дороги, но могут применяться в будущем.

Оценку минимального тарифа на электроэнергию с которого целесообразна установка фотоэлектрических систем на крышах зданий, можно сделать исходя из:

- величины инвестиций в 1000 долл. США/кВт;
- операционных затрат 20 долл. США – периодическая очистка 5 м<sup>2</sup> поверхности;
- КИУМ 18%.

Если приемлемый срок окупаемости 7 лет, тогда оценка минимального тарифа на электроэнергию с которого начинается окупаемость внедрения фотоэлектрических систем на крышах составит **48,5 тенге/кВт\*ч**.

---

<sup>8</sup> Renewables 2021 global status report, p. 124

**Таблица 32 – Оценка чувствительности минимального тарифа для окупаемости солнечных панелей на крышах зданий к параметрам (КИУМ, инвестиционную стоимость).**

		Инвестиционная стоимость, долл./кВт		
		900	1000	1100
КИУМ	16,2%	49,2	53,9	58,7
	18,0%	44,3	48,5	52,8
	19,8%	40,3	44,1	48,0

Из анализа тарифов на электроэнергию целесообразно внедрение фотоэлектрических систем на крышах бюджетных зданий в городах: **Костанай, Караганда, Балхаш, Темиртау, Экибастуз.**

## 8.1.2. Автономная генерация

Несмотря на указанную, согласно статистике 100% электрификацию населения Казахстана, в ряде сельских районах наблюдаются постоянные проблемы с надежностью электро-снабжения. Поэтому, может быть рассмотрен вариант комбинированного использования дизельных генераторов, солнечных панелей и ветровых энергетических установок.

**Таблица 33 – Оценка сроков окупаемости внедрения комбинированных систем.**

Показатель	Ед. изм.	комбинирован		Дизель генератор
		ВЭС	СЭС	
Инвестиционная стоимость	долл./кВт	1725	1125	125
Техобслуживание	долл./кВт	12,5	12,5	12,5
КИУМ	%	25%	16%	80%
Выработка электроэнергии от ВИЭ	кВт*ч	2190	1401,6	0
Выработка электроэнергии на дизгенерат.	кВт*ч	4818	5606,4	7008
Затраты на дизтопливо топливо*	долл./год	493,6	574,4	718,0
Экономия в год	долл./год	224,4	143,6	0
Срок окупаемости	лет	7,1	7,0	

\*При цене дизельного топлива 240 тенге/л.

## 8.2. Производство тепловой энергии из ВИЭ

Результаты плана оценки потенциального применения технологии ВИЭ для производства тепла из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ приведены для солнечных коллекторов в Таблице 34 и для тепловых насосов в Таблице 35.

При этом в таблицах определены цены энергоресурсов, начиная с которых может достигаться окупаемость **в пятилетний период** проектов внедрения солнечных коллекторов и тепловых насосов.

Исходя из анализа полученных данных видно, что:

- из всех ВИЭ конкурентоспособны по сравнению с газовыми и угольными котельными, только котельные прямого сжигания биотоплива;
- при действующем уровне цен на природный газ (см. Таблицу 29) проекты замены газового теплоснабжения на тепловые насосы или солнечные коллекторы не целесообразны;
- при действующих тарифах на дизельное топливо, СУГ и электроэнергию внедрение солнечных коллекторов и тепловых насосов экономически целесообразно в большинстве случаев;
- замещение мазута при действующем уровне цен на внутреннем рынке (~450 долл./тонна) целесообразно для тепловых насосов с высоким коэффициентом преобразования, работающих от тепла промышленных процессов.

В таблицах желтым выделены ячейки цены, в которых сопоставимы с действующим уровнем цен в соответствующих населенных пунктах.

**Таблица 34 – Результаты оценки минимального значения стоимости энергоресурсов при которых внедрение СК экономически целесообразно**

Энергоресурс	Ед. изм.	Петропавловск	Уральск	Актобе	Костанай	Павлодар	Нур-Султан	Караганда
Природный газ	тенге/м <sup>3</sup>		227	218	218		211	210
Электроэнергия	тенге/кВт*ч	26	24	23	23	23	22	22
Центр.отопление	тенге/Гкал	33027	30820	29551	29506	29461	28654	28444
Мазут	тенге/тонна	286840	267672	256646	256255	255866	248863	247036
Дизельное топливо	тенге/литр	208	194	186	186	186	181	179
СУГ	тенге/литр	196	166	160	159	159	155	154

Продолжение таблицы

Энергоресурс	Ед. изм.	Усть-Камен.	Атырау	Алматы	Актау	Кызыл-орда	Шым-кент	Тараз
Природный газ	тенге/м <sup>3</sup>		200	196	194	186	177	175
Электроэнергия	тенге/кВт*ч	21	21	21	20	19	19	18
Центр.отопление	тенге/Гкал	27731	27072	26589	26247	25173	23944	23680
Мазут	тенге/тонна	240847	235125	230929	227956	218625	207950	205662
Дизельное топливо	тенге/литр	175	171	168	165	159	151	149
СУГ	тенге/литр	150	146	144	142	136	129	128

**Таблица 35 – Результаты оценки минимального значения стоимости энергоресурсов при которых внедрение ТН экономически целесообразно.**

Природный газ, тенге/ тыс. м <sup>3</sup>		тенге/кВт*ч						
		19	20	21	22	23	24	25
	ВТН	146836	150267	153697	162695	166126	169557	172988
	ГТН	141233	143377	145521	154517	156662	158806	160950
	ТН ВЭР	93830	95546	97261	103152	104867	106583	108298
Мазут, тенге /тонна		тенге/кВт*ч						
		19	20	21	22	23	24	25
	ВТН	179068	183252	187436	198409	202593	206777	210961
	ГТН	172235	174850	177465	188436	191051	193666	196281
	ТН ВЭР	114427	116519	118611	125795	127887	129979	132071

Разработка Плана оценки выполнена в целях:

- Определения объективных критериев оценки;
- Применения обоснованной методологии оценки;
- Определения, по итогам расчётов, наиболее перспективных технологий для дальнейшей экономической оценки (Задача № 5).

Вместе с тем следует отметить несколько фактов о целесообразности применения ВИЭ [22]:

- большой показатель населения, проживающего в сельской местности преимущественно в отдельных семейных домах;
- большая доля населения, использующего печное отопление на каменном угле, в том числе в южных регионах страны;
- половина домохозяйств с собственной системой подогрева воды использует электроэнергию;

- среди отопительного и водонагревательного оборудования доля «солнечных» технологий пока очень мала.

Таким образом, можно сделать вывод о потенциальной аудитории, которая могла бы быть заинтересована в использовании маломасштабных проектов ВИЭ, а именно сельское и городское население, проживающее в отдельных домохозяйствах. Цели использования энергии ВИЭ этой категории населения: нагрев воды и частичное замещение использование электроэнергии от сети.

К объектам, на которых целесообразно применение источников электрогенерации на основе ВИЭ, можно отнести следующие объекты:

- стратегические объекты (пограничные заставы), объекты промышленности (отдалённые рудники, карьеры и т.д.). Для обеспечения электроэнергией таких объектов необходимо использование гибридных установок (ветер + солнце или солнце + дизель);
- удалённые сельскохозяйственные объекты (пастбища и инфраструктура обеспечения водой животноводческих хозяйств – колодцы и скважины);
- объекты малого и среднего бизнеса, заинтересованные в снижении операционных затрат. Прежде всего это неэнергоёмкие отрасли: сельское хозяйство, пищевая промышленность, легкая промышленность, сфера услуг (туризм, в т.ч. гостиницы) и т.д.

Внедрение ВИЭ на всех категориях вышеуказанных объектов не просто представляет интерес, но в некоторых случаях является экономически и технически целесообразным решением.

## 9. Анализ результатов интервью вовлечённых сторон отрасли ВИЭ

Интервьюирование вовлечённых сторон проводилось с целью получения наиболее полной информации о текущей ситуации в отрасли ВИЭ [15]. В числе наших респондентов в опросе приняли участие Министерство Энергетики РК, Ассоциации «QazaqGreen», Kazenergy, представители АО «KEGOC», руководители электростанций ВИЭ, производители ВИЭ, научные работники и другие респонденты, Приложение 3. В рамках нашего опроса респондентам было предложено поделиться мнением об уровне развития отрасли, потенциале ВИЭ в Казахстане, барьерах и предложениях по развитию отрасли. Интервью проводилось в период с февраля по март 2022 года.

Опрос специалистов отрасли позволил выявить следующие проблемные моменты:

- отсутствие долгосрочного плана развития электроэнергетики и комплексного подхода к задачам развития энергосистемы создали предпосылки к ограничению возможности интеграции ВИЭ;
- необходимость более точного прогнозирования выработки энергии на объектах ВИЭ с использованием специальных программных комплексов метеопрогнозирования;
- перекос в строительстве ВЭС и СЭС при необходимом комплексном подходе к развитию ВИЭ с точки зрения утилизации отходов (БиоТЭС) и развитию гидропотенциала;
- необходимость развития кадрового потенциала и увеличения казахстанского содержания при строительстве объектов ВИЭ;
- отказ от прямолинейного подхода по определению целевых показателей (утилизация отходов, снижение воздействия на окружающую среду и развитие промышленности);
- снижение тарифов на аукционах ВИЭ ограничивает возможности привлечения большего числа инвесторов;
- валютные риски весьма существенны с учетом того, что большая часть оборудования импортируется в Казахстан;
- возможности локализации производства оборудования для ВИЭ ограничены незначительным внутренним рынком, но существует возможность стимулирования увеличения доли местных товаров при строительстве ВИЭ.

Ряд специалистов отметил возможность внедрения дополнительных возможностей при организации аукционов виде введения «условной» скидки к цене за долю казахстанского содержания в проекте строительства ВИЭ.

В части использования ВИЭ для теплоснабжения, необходимо отметить, что ключевыми мерами системной поддержки развития и реализации ВИЭ являются [23]:

- увеличение рынка путём предоставления дотаций на приобретение техники на основе ВИЭ;
- предоставление льготных кредитов на приобретение и установку техники через банки второго уровня;
- стимулирование строительства энергоэффективного жилья с установкой систем на основе ВИЭ и ТН установок в качестве источников тепло-электроснабжения;
- применение понижающих коэффициентов к уровню потребления электроэнергии для пилотных установок на ВИЭ, например, как это делается для домов, оборудованных электроплитами;

- создание (актуализация) отечественных нормативов, стандартов, сводов правил, ГОСТов, регламентирующих применение соответствующих установок на ВИЭ в казахстанских условиях;
- широкая информационная поддержка успешных проектов в разных сферах и областях.

Ключевые проблемы, препятствующие массовому внедрению проектов с использованием ВИЭ и ТН установок [16, 23], приведены в нижеследующей таблице.

**Таблица 36 – Ключевые проблемы активного внедрения ВИЭ (в том числе ТНУ).**

<b>Экономические</b>	<b>Технические</b>	<b>Организационные</b>
Высокая стоимость оборудования (преимущественно импортного), отсутствие каких-либо субсидий или льгот для владельцев, установивших системы на основе ВИЭ	Многообразие региональных климатических, тарифных, инфраструктурных и геологических условий, доступных источников ВИЭ и технических решений на базе разных типов ВИЭ делает невозможным создание типовых проектов применения ВИЭ. Необходимым является подготовка тщательного и дорогостоящего технико-экономического обоснования каждого проекта с ВИЭ	Недостаточная нормативная база, технические регламенты, стандарты, дефицит эмпирических данных о казахстанских проектах, альбомов лучших практик
Относительно низкая стоимость топлива (в особенности магистрального газа) при относительно высоких тарифах на электроэнергию отрицательно сказывается на экономике проектов.	Ограничения по масштабам использования ВИЭ по климатическим условиям регионам Казахстана (более низкая рабочая температура требует дополнительных расчётов и обоснований, особенно при реконструкции работающих систем теплоснабжения)	Ограниченное местное производство и отсутствие казахстанских комплектующих, (качественных компрессоров, ветро-турбин аккумуляторов и т.д.)
Высокие процентные ставки по кредитам на дорогое оборудование	Неоднородность потенциала ВИЭ в региональном разрезе как в плане природных (водоёмы, почва, геотермальное тепло), так и техногенных (стоки, вентиляционные выбросы и др.) источников	Отсутствие сервисной поддержки у многих производителей
Низкая рентабельность проектов «ВИЭ как есть», необходимость нестандартных технических решений (по аккумулированию тепла, использованию низкопотенциального тепла)	Необходимость обеспечить высокую надёжность теплоэнергоснабжения от ВИЭ при возможных перебоях с электроснабжением может потребовать, как независимого второго ввода электроэнергии, так и установки дублирующего резервного оборудования на ископаемом топливе, возможные ограничения по пропускной способности линий электропередач, особенно в сельской местности	Сложность согласования схем выдачи мощности ВЭС и СЭС вне рамок механизма поддержки от РФЦ по ВИЭ.



Вместе с тем, развитие ТН установок имеет ряд преимуществ самого разного плана: экономия топлива и выбросов в атмосферу, сокращение издержек на тепло-холодоснабжение, утилизация тепловых отходов и стоков [16].

Экономия энергии, капитальных затрат на инфраструктуру:

- получение тепловой энергии непосредственно на месте установки оборудования;
- не требуется прокладки топливных (газовых) магистралей, организации складов топлива и систем дымоудаления и золоудаления;
- универсальность по отношению к виду первичной энергии (ТН установки используют различные источники низкопотенциальной энергии природного или технологического происхождения);
- рациональная утилизация сбросного тепла энергетических и производственных процессов;
- высокая экологичность эксплуатации в расчётных режимах работы.

Другие преимущества использования ВИЭ для теплоснабжения:

- преимущества при решениях схематично в рамках систем централизованного теплоснабжения, например, при присоединении новых потребителей;
- возможность обеспечить тепловой энергией объекты, не подключенные к централизованным системам теплоснабжения, а также удалённые объекты;
- возможность одним технологическим решением обеспечить климат-контроль разных объектов – как отопление в холодные сезоны, так и холодоснабжение – в тёплые;
- возможность выравнивания нагрузки в часы «ночного провала» как шаг в сторону «Умного города».

Это свидетельствует о том, что в процессе принятия решения о целесообразности использования ТН установок необходимо учитывать самые разные преимущества и положительные эффекты.

Успешное применение ВИЭ и тепловых насосов в Казахстане для нужд теплоснабжения пока остается внегосударственной политики стимулирования и поддержки, в результате страна не реализует дополнительные возможности развития экономики и промышленности [23].

Рациональное применение комбинированных, гибридных систем на основе ВИЭ для теплоснабжения и охлаждения вполне может способствовать более эффективным решениям и различным системным (мультипликационным) эффектам.

10. Снижение выбросов парниковых газов при внедрении ВИЭ для теплоснабжения

В части низкоуглеродного развития, для котельных на жидком топливе и СУГ экономически эффективно осуществить переход на комбинированную систему тепловые насосы/солнечные коллекторы и электродотел.

Рассмотрим два варианта, когда вся покупаемая электроэнергия от:

- угольной генерации;
- безуглеродной генерации (ВИЭ, ГЭС и АЭС).

Вариант замены котельных на жидком топливе и СУГ позволяет экономически эффективно достигнуть снижения выбросов парниковых газов, в случае покупки электроэнергии из низкоуглеродных источников энергии.

**Таблица 37 – Снижение выбросов ПГ при переходе от дизельной котельной к комбинированной системе ВИЭ и электродотел.**

	Ед. изм.	СК+ЭК	ВТН+ЭК	ГТН+ЭК	ТН ВЭР+ЭК	Дизел. котельная
Коэффициент преобразования	ед.	0	2,5	4	5	0
Производство тепла на СК/ТН	Гкал	3066	3504	5694	7008	0
Потребление электроэнергии СК/ТН	тыс. кВт*ч		1629,0	1654,4	1629,0	0
Потребление электроэнергии котел	тыс. кВт*ч	5091	4581	2036	509	0
Потребление дизтоплива	тонн	0	0	0	0	803,2
<b>Выбросы ПГ</b>						
Электроэнергия от угольных ТЭС	тонн CO <sub>2</sub>	5600	5040	2240	560	2532
Электроэнергия от ВИЭ и ГЭС	тонн CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	2532
<b>Удельные выбросы ПГ</b>						
Электроэнергия от угольных ТЭС	тонн CO <sub>2</sub> / Гкал	0,75	0,68	0,30	0,08	0,34
Электроэнергия от ВИЭ и ГЭС	тонн CO <sub>2</sub> / Гкал	0	0	0	0	0,34

В результате экономически эффективной замены котельных на жидком топливе и СУГ на системы комбинированного использования ВИЭ и электродотел при условии потребления электроэнергии из низкоуглеродных источников (ВИЭ и ГЭС) достигается снижение выбросов CO<sub>2</sub> до 0,34 тонн CO<sub>2</sub>/Гкал.

11. Оценка экономической целесообразности или рентабельности возможного применения технологий ВИЭ в деятельности малых и средних предприятий и других пользователей

По итогам реализации задач №№ 3–5 разработан «Подробный план оценки применения технологий ВИЭ из технически доступных и экономически жизнеспособных местных ВИЭ для различных видов конечного использования энергии» согласно которого выполнена оценка экономической целесообразности или рентабельности возможного применения технологий ВИЭ.

Основными видами конечного использования, согласно Технического задания, определены:

- Отопление;
- ГВС
- Охлаждение

В рамках выполнения задачи № 6 будет выполнена оценка применения 6 типичных технологий ВИЭ в деятельности малых и средних предприятий, государственных учреждений, а также частных домохозяйств. В качестве 6-ти типичных технологий ВИЭ, согласно Технического задания, определены:

- Солнечные электростанции (solar PV на фотоэлементах);
- Солнечные коллектора;
- Ветровые генераторы;
- Тепловые насосы на различных источниках низкопотенциального тепла;
- Малые ГЭС, бесплотинные;
- Котельные на биомассе и биогазовые установки.

Данные категории пользователей определены в ходе реализации проекта как наиболее перспективные для внедрения ВИЭ. Расчёты выполняются с учётом географического положения и ресурсного потенциала.

В расчётах применяются такие показатели экономической рентабельности как: период динамической окупаемости, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма прибыли, также выполнена оценка LCOE.

Рассмотрим следующие типы потребителей:

- Промышленные предприятия (субъектами крупного предпринимательства) с мощностью потребления тепла более 1 Гкал/ч;
- Субъекты малого и среднего бизнеса с мощностью менее 1/Гкал;
- Бюджетные организации;
- Многоквартирные жилые дома;
- Частные домохозяйства.

Ниже оценим возможность применение ВИЭ для нужд теплоснабжения (и охлаждения) по каждому из данных типов потребителей. В оценке используются результаты предыдущих этапов работы.

## 11.1. Промышленные предприятия

Промышленные предприятия в Казахстане используют не только центральное теплоснабжение, но и собственные источники тепла, такие как угольные котельные, котельные на дизельном топливе, реже электрочотельные.

Для теплоснабжения малых удаленных объектов используются электронагревательные системы, кроме того, есть примеры теплоснабжения крупных объектов за счет электрочотлов большой мощности. Согласно собраным в промышленности и в центральных системах теплоснабжения эксплуатируется **более 98 МВт** мощности электронагревателей различных типов, используемых для отопления и горячее водоснабжения. **74%**, приходится на предприятия горно-металлургического комплекса.

Использование электронагревателей является нерациональным и неэффективным способом теплоснабжения, так как для производства 1 Гкал тепла на топливных котельных потребляется 149 кг у.т. тогда, а на электрочотлах около 400 кг у.т<sup>9</sup>.

Для экономии электроэнергии с учетом условий Казахстана, целесообразно применять, следующие системы:

использование солнечных водонагревательных систем (коллекторов) естественной циркуляции для подогрева воды. Возможность комбинированной работы систем солнечных коллекторов с топливными водогрейными котлами. К применению рекомендуется солнечные коллекторы с селективным покрытием абсорбера;

использование теплонасосных установок (далее – тепловые насосы) взамен электрочотловательных систем. Для комбинированных систем оптимальная мощность тепловых насосов должна быть не более 80% от пикового максимума.

Ввиду климатических условий северного и центрального Казахстана, данные системы должны использоваться в комбинированном режиме работы с действующими электронагревателями. В случае наличия значительных объемов сбросного тепла возможно применение теплового насоса без дополнительных источников тепла.

**Таблица 38 – Варианты замены электронагревателей на ВИЭ.**

Показатель	Ед. изм.	СК	ВТН	ГТН	ТН ВЭР	Биомасса
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/ (Гкал/ч)	600	494,9	989,8	742,3	550,9
Коэффициент преобразования ТП	ед.	0	2,5	4	5	0
Операционные расходы ТП	тыс. долл. год	20	65,9	66,9	65,9	23,7
Коэффициент использования тепловой мощности	%	35%	40%	65%	80%	80%
Тепловая энергия	Гкал/год	3066	3504	5694	7008	7008,0

<sup>9</sup> Расчеты сделаны с учетом КПД производства электроэнергии, а также эффективности топливных и электрических котлов.

Показатель	Ед. изм.	СК	ВТН	ГТН	ТН ВЭР	Биомасса
<b>Проект дополнения/замещения электродвигательной источниками на ВИЭ</b>						
Операционные расходы ОБЩИЕ	тыс. долл. в год	205,3	230,6	128,7	65,9	23,7
Срок окупаемость	лет	4,8	5,0	4,9	2,8	1,8

Кроме, того в ряде объектов промышленных компаний используется дизельное топливо для отопления. Однако, с учетом высокой стоимости дизельного топлива, возможен вариант также комбинированной выработке тепла с использованием ВИЭ.

**Таблица 39 – Варианты котельной на дизельном топливе на ВИЭ**

Показатель	Ед. изм.	СК	ВТН	ГТН	ТН ВЭР	Биомасса
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/ (Гкал/ч)	600	494,9	989,8	742,3	550,9
Коэффициент преобразования ТП	ед.	0	2,5	4	5	0
Операционные расходы ТП	тыс. долл. год	20	65,9	66,9	65,9	23,7
Коэффициент использования тепловой мощности	%	35%	40%	65%	80%	80%
Тепловая энергия	Гкал/год	3066	3504	5694	7008	7008
<b>Проект дополнения/замещения котельной на дизельном топливе</b>						
Операционные расходы ОБЩИЕ	тыс. долл./год	275,7	293,2	152,2	65,9	23,7
Срок окупаемость	лет	3,4	3,1	3,3	1,9	1,3

В результате, как видно из таблиц 38 и 39 для промышленных предприятий, использующих дизельное топливо и электроэнергию, вариант использования ВИЭ для теплоснабжения может быть рекомендован к рассмотрению.

Примером эффективного внедрения теплового насоса на предприятиях промышленности является внедрение тепловых насосов на Усть-Каменогорский металлургический комплекс (УКМК).

В 1999 году в теплосиловом отделении энергоцеха УКМК был установлен тепловой насос НТ-3000, предназначенный для подогрева исходной воды для станции химводоочистки и захлаживания оборотной воды. Тепловой насос работал с коэффициентом преобразования – 6, среднегодовая выработка тепловой энергии 12000 Гкал.

В конце 2010 года тепловой насос НТ-3000 выведен из эксплуатации по причине полного физического износа и невозможностью выполнения капитального ремонта. Вместо НТ-3000 смонтирован и введен в 2012 году теплонасосный агрегат W180-P4F-NL производителя COFELY (Германия), имеющий аналогичные технические характеристики.

По сведениям УКМК, экономический эффект от работы теплового насоса за период 2000–2015 г.г. составил:

- по выработке тепловой энергии в количестве 189 913,8 Гкал – 203 млн 729 тыс. тенге;
- по выработке холодной воды в количестве 154 911,3 Гкал. – 66 млн 90 тыс. тенге.
- себестоимость выработанного тепла в 5 раз ниже цены покупной теплоэнергии от УК ТЭЦ.

На примере, использования теплового насоса на УКМК видно, что при наличии постоянного источника низкопотенциального тепла, может быть достигнут высокий коэффициент преобразования.

## 11.2. Субъекты малого и среднего бизнеса

Для субъектов малого и среднего бизнеса, в ряде регионов достаточно высокий тариф на тепловую энергию.

Для субъектов малого бизнеса с учетом высоких значений тарифов на тепловую энергию и при наличии счетчиков может быть рекомендовано использование воздушных теплонасосов (ВТН) для отопления в период неотрицательных температур (с возможностью отключения потребления тепловой энергии), при этом коэффициент **преобразования не менее 3**. Следовательно при отношении стоимости электроэнергии к тепловой менее 3 будет экономически целесообразно внедрение ВТН.

**Таблица 40 – Примеры населенных пунктов, где целесообразно использование ТН для комбинированного использования с централизованным теплоснабжением (для юр. лиц)**

Город	Отношение стоимость электроэнергии к стоимости тепла		
	Средний	Население	Юр. лица
Костанай	3,9	7,2	2,8
Экибастуз	0,0	13,2	2,5
Тараз	4,0	16,6	2,9

Для субъектов малого и среднего бизнеса с наличием собственной котельной, в случае работы на угле может быть рассмотрен вариант использования топливных брикет из биотоплива.



**Таблица 41 – Сравнение оценки стоимости тепловой энергии для котельных на биомассе, газе и угле**

Показатель	Ед. изм.	Биомасса	Газ	Уголь
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/(Гкал/ч)	550,9	350	500
Операционные расходы	тыс. долл. год	23,7	79	48,1
Коэффициент использования тепловой мощности	%	85%	85%	85%
Тепловая энергия	Гкал/год	7446,0	7446	7446
Оценка стоимости тепловой энергии	тенге/Гкал	6464,4	8142,6	7544,4

Для котельных на дизельном топливе и СУГ, как видно из таблицы 38–39, переход полностью или на комбинированную выработку тепла может быть рекомендован в большинстве случаев.

### 11.3. Бюджетные организации

Бюджетные организации в большинстве регионов Казахстана ввиду дифференциации тарифов платят за электроэнергию и тепло по самому высокому тарифу. Поэтому для южных регионов может быть рекомендовано использование солнечных коллекторов и панелей на фотоэлементах, как видно из таблицы, использование таких систем целесообразно ввиду высоких тарифов.

При отношении стоимости электроэнергии **к тепловой менее 3** будет экономически целесообразно внедрение ВТН.

**Таблица 42 – Примеры населенных пунктов, где целесообразно использование ТН для комбинированного использования с централизованным теплоснабжением (для бюджетных организаций).**

Город	Отношение стоимость электроэнергии к стоимости тепла			
	Средний	Население	Юр лица	Бюджетные
Петропавловск	3,7	7,1	3,0	2,3
Алматы	2,4	7,0	3,6	1,4
Тараз	4,0	16,6	2,9	2,6
Шымкент	2,4	10,1	3,7	1,2
Актобе	4,0	3,6	7,0	2,5
Атырау	3,1	5,3	7,7	2,7

Для бюджетных организаций может быть рекомендован вариант использования солнечных панелей на фотоэлементах для размещения на крышах зданий в качестве собственного источника, работающего параллельно сети. Оценка стоимости электроэнергии показывает 45 тенге/кВт\*ч, что ниже тарифов на электроэнергию для бюджетных организаций городов: Нур-Султан, Костанай, Караганда, Балхаш, Темиртау, Экибастуз.

## 11.4. Многоквартирные жилые дома

Для строящихся МЖД и жилых комплексов с автономными котельными на СУГ или природном газе (при цене газа выше 25 тенге/м<sup>3</sup>) может быть рекомендован вариант комбинированной выработки с использованием ТН, использующих низкопотенциальное тепло сточных вод.

Мировой опыт показывает эффективность использования ТН для теплоснабжения городов, например в Стокгольме построена и работает станция тепловых насосов общей мощностью 180 МВт. В качестве источника теплоты используется морская вода, в зимний период температура которой опускается до 2–4 °С. В Хельсинки и Осло работают тепловые насосы на сточных водах. В летний период они производят одновременно тепло для горячего водоснабжения и холод для кондиционирования крупных торговых и бизнес-центров.

Для хозяйственно-бытовых стоков температура даже в самый холодный месяц как правило составляет не менее 8 °С, для данной температуры на ТН может быть достиг **коэффициент преобразования 4,5**.

Из таблицы видно для каких вариантов теплоснабжения может быть эффективно применение ТН с использованием хозяйственно-бытовых вод.

**Таблица 43 – Стоимость на тепловой энергии для коэффициента преобразования выше 4,5**

Показатель	Ед. изм.	ТН ВЭР
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/Гкал/ч	830,7
Срок строительства	лет	1
Коэффициент преобразования ТН		4,5
Операционные расходы	тыс. долл. год	82,5
Коэффициент использования тепловой мощности	%	85%
Тепловая энергия	Гкал/год	7446,0
Оценка стоимости тепловой энергии	тенге/Гкал	11345,9

## 11.5. Частные домохозяйства

Для частных домохозяйств, использующих для отопления газ, могут быть рассмотрены варианты комбинированного использования систем отопления. Для угольных печей частных домохозяйств может быть использован вариант перехода на брикеты.

Для нужд горячего водоснабжения возможно использование солнечных коллекторов в одноконтурной схеме для эксплуатации при неотрицательных температурах.

12. Анализ технической осуществимости и экономической целесообразности или рентабельности замены традиционных энергоносителей различными ВИЭ с учетом ресурсного потенциала

В рамках выполнения задачи № 7 для данных категорий потребителей (и направлений конечного использования) определяется целесообразность замены традиционных энергоносителей технологиями ВИЭ.

В качестве традиционных ТЭР, согласно Технического задания, определены:

- Уголь;
- Дизельное топлива;
- Пропан-бутан;
- Природный газ;
- Электроэнергия;
- Тепловая энергия от центрального теплоснабжения.

Из всех ВИЭ, применяемых для теплоснабжения, только использование солнечной энергии имеет ярко выраженное региональное разлитие: зависимость солнечной инсоляции от географической точки размещения.

Эффективность использование тепловых насосов зависит от наличия источника низкопотенциального тепла и требуемых параметров нагрева теплоносителя. Использование биотоплива также в целом не зависит от региона, а только от наличия и стабильности поставок биотоплива.

В результате, сопоставление ресурсного потенциала в сравнении с использованием традиционных источников теплоснабжения проводится может быть корректно выполнено только для солнечных коллекторов.

Как видно из таблиц 44 и 45 внедрение солнечных коллекторов целесообразно при замене теплоисточника на электроэнергии, мазуте, дизельном топливе.

Солнечные коллекторы не конкурентоспособны по сравнению с угольными и газовыми котельными и центральным теплоснабжением.

**Таблица 44 – Величина солнечной инсоляция по городам Казахстана**

Показатель	Ед. изм.	Петропавл	Уральск	Актобе	Костанай	Павлодар	Нур-Султан	Караганда
Инсоляция	кВт*ч/м <sup>2</sup>	1173	1257	1311	1313	1315	1352	1362
Q (энергия) с 1 м <sup>2</sup>	Гкал/год	0,61	0,65	0,68	0,68	0,68	0,70	0,70

Показатель	Ед. изм.	Усть-Камен.	Атырау	Алматы	Ақтау	Кызылорда	Шымкент	Тараз
Инсоляция	кВт*ч/м <sup>2</sup>	1397	1431	1457	1476	1539	1618	1636
Q (энергия) с 1 м <sup>2</sup>	Гкал/год	0,72	0,74	0,75	0,76	0,79	0,84	0,84

**Таблица 45 – Минимальная стоимость энергоресурсов с которой возможна окупаемость СК (для срока окупаемости 5 лет)**

Энергоресурс	Ед. изм.	Петро- павл	Уральск	Актобе	Коста- най	Павло- дар	Нур- Султан	Караган- да
Природный газ	тенге/м <sup>3</sup>		227	218	218		211	210
Электроэнергия	тенге/ кВт*ч	26	24	23	23	23	22	22
Центральное отопление	тенге/ Гкал	33027	30820	29551	29506	29461	28654	28444
Мазут	тенге/ тонна	297243	277380	265955	265550	265146	257889	255996
Дизельное топливо	тенге/ литр	208	194	186	186	186	181	179
СУГ	тенге/ литр	196	166	160	159	159	155	154

Энергоресурс	Ед. изм.	Усть- Камен.	Атырау	Алматы	Ақтау	Кызыл- орда	Шымкент	Тараз
Природный газ	тенге/м <sup>3</sup>		200	196	194	186	177	175
Электроэнергия	тенге/ кВт*ч	21	21	21	20	19	19	18
Центральное отопление	тенге/ Гкал	27731	27072	26589	26247	25173	23944	23680
Мазут	тенге/ тонна	249582	243652	239304	236224	226554	215492	213121
Дизельное топливо	тенге/ литр	175	171	168	165	159	151	149
СУГ	тенге/ литр	150	146	144	142	136	129	128

## Рекомендации по развитию ВИЭ для теплоснабжения

Исходя из проведенного анализа потенциала использования ВИЭ для теплоснабжения (охлаждения) может быть рекомендована реализация ряда мер направленных на стимулирование использования ВИЭ:

1. Изменение тарифной политики
  - Введение специальных дифференциальных тарифов по объемам потребления электроэнергии для физических лиц, использующих тепловые насосы для теплоснабжения;
  - Для юридических лиц и бюджетных организаций поставка электроэнергии на теплонасосные установки (при наличии отдельных приборов учета) должна осуществляться по среднему тарифу энергоснабжающей организации.
  - Введение специальных тарифов на тепловую энергию ВИЭ с обязательством покупки через конкурс теплоснабжающими компаниями до 10% (к 2035 году) от общего объема поставки тепла в система центрального отопления городов.
2. Запрет на проектирование и эксплуатацию электродвигательных с единичной мощностью электродвигателей более 1 МВт без использования теплонасосных установок
3. Запрет на проектирование и строительство котельных на дизельном топливе при наличии условий для использования ВИЭ для нужд теплоснабжения.
4. Замена по всем компаниям квазигосударственного сектора дизельных и электродвигательных на комбинированные системы теплоснабжения с использованием тепловых насосов.
5. Поручение оператору ГЭР сбора информации бюджетным организациям о эксплуатации электро- и дизельных котельных с последующим анализом информации. Результаты исследования могут быть основной для разработки «Плана использования ВИЭ в бюджетных организациях»

## 13. Разработка Инженерно-финансовых планов

Разработка Инженерно-финансовых планов (задача № 8) для реализации технически и экономически осуществимых систем на основе возобновляемых источников энергии осуществляется на основе результатов Задач 6 и 7.

Переход с котельных на жидком топливе и СУГ к комбинированной системе тепловой насос/солнечный коллектор и электродкотлу с установленной автоматикой по поддержанию требуемой температуры теплоносителя позволит не только полностью автоматизировать производство тепловой энергии, но и снизить выбросы парниковых газов в случае использования низкоуглеродных источников энергии.

Возможность полной автоматизации производства тепла является техническим и эксплуатационным преимуществом предлагаемого подхода. При переходе на систему ТН/СК и электродкотел позволит исключить необходимость покупки, транспортировки и хранения жидкого топлива и СУГ.

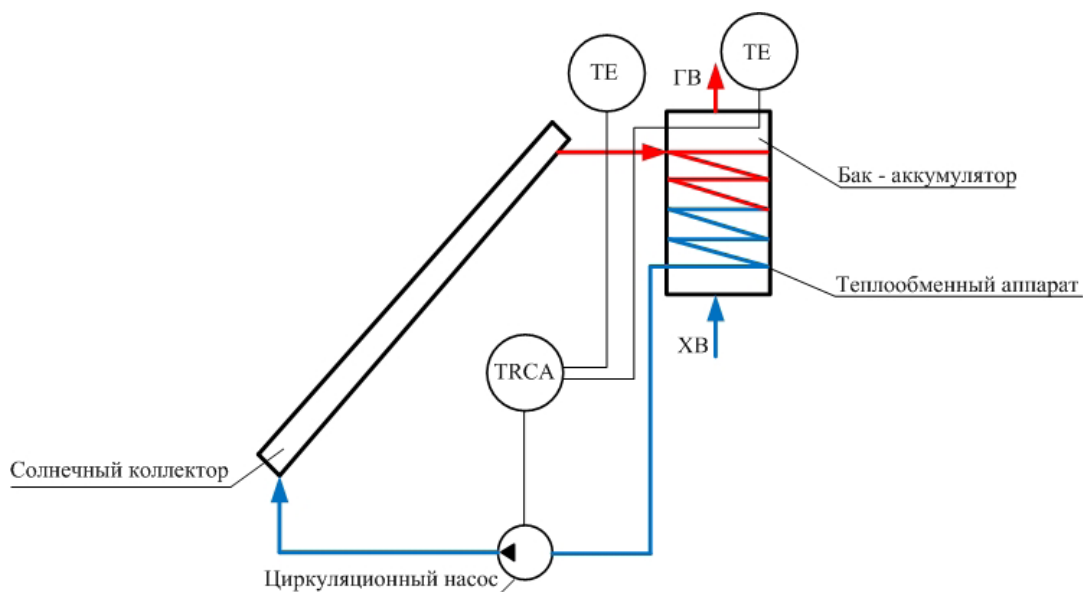
### **13.1. Системы с использованием солнечных коллекторов**

Вариант замены котельной на жидком топливе и СУГ на комбинированную систему солнечного коллектора и электродкотла.

Анализ существующих технических решений, показал, что основными способами подключения гелиосистем являются одно и двухконтурные схемы.

Одноконтурная схема, представляет собой, систему, состоящую из солнечного коллектора, в котором осуществляется, нагрев циркулирующей холодной воды и систему трубопроводов, по которым нагретая вода поступает к потребителям. Основным преимуществом одноконтурной схемы является простота подключения и эксплуатации, а также сравнительно низкая стоимость относительно двухконтурной установки, **но при этом эксплуатация возможна только, когда температура наружного воздуха больше нуля**, для исключения замерзания теплоносителя.





**Рисунок 12 – Принципиальная схема солнечного коллектора по двухконтурной схеме.**

Двухконтурная схема, в отличие от одноконтурной схемы, предусматривает наличие бака-аккумулятора, в котором установлен теплообменный аппарат. В качестве первичного контура двухконтурной схемы выступает солнечный коллектор, связанный с теплообменным аппаратом, а в качестве вторичного контура выступает система ГВС. При этом в первичном контуре теплоносителем является незамерзающая жидкость (тосол). Основными преимуществами системы, подключённой по двухконтурной схеме, являются **возможность использования установки круглогодично**, что позволяет обеспечивать полную нагрузку на ГВС в период высокой солнечной активности и частичную в холодный период.

Для выбора оптимальной мощности установки гелиосистемы и определения наиболее эффективной схемы подключения необходимо произвести расчет и анализ изменения тепловой мощности солнечных коллекторов в зависимости от изменения интенсивности солнечного излучения в течение года. Потребление горячей воды на промышленных объектах можно оценить согласно СНиП 2.04.01–85 и внутренним нормам для каждого объекта согласно количеству штатного персонала рабочего (0,007 м<sup>3</sup>/сут.) и инженерно-технические работники (0,011 м<sup>3</sup>/сут.).

Средний КПД коллекторов 50–60%, тогда с учетом данных по инсоляции необходимые площади солнечных коллекторов для нагрева 1 м<sup>3</sup> воды в день будут равны около 15 м<sup>2</sup>. Расчет мощности гелиосистем выполняется исходя из мощности электронагревательных систем либо исходя из оценки потребления горячей воды. Далее рассматриваются солнечные водонагреватели (двух контурные), которые должны монтироваться в действующие системы электроводонагревателей для работы в комбинированном режиме. Для оценки расчет сделан удельно на установку производительностью 1 м<sup>3</sup>/сут (горячей воды) и далее может масштабирован на любую производительность с учетом объемов потребления воды на промышленных объектах.

Потребление электроэнергии на подогрев воды 1 м<sup>3</sup> может быть оценено, исходя из средней температуры горячей воды 75°C (согласно СНиП 2.04.01–85), удельную теплоемкость воды 4,187 кДж/(кг\*°C) и температуры воды на месте водозабора 15°C, с учетом

среднего КПД электробойлеров 90%. Не ограничивая общности, выполним расчет по необходимому размеру коллектора удельно на 1 м<sup>3</sup> подогреваемой воды в сутки. Для определения площади коллекторов для заданного количества теплоносителя используется следующее выражение:

$$A = 1,16 \cdot G \cdot (t_2 - t_1) / \eta \cdot \Sigma g,$$

где  $G$  – объем воды, кг;

$t_1$  – начальная температура воды;

$t_2$  – конечная температура воды;

$\Sigma g$  – суммарная солнечная инсоляция (Вт\*ч/м<sup>2</sup>);

$\eta$  – КПД солнечного коллектора (50%);

1,16 – удельная теплоемкость воды в Вт/кг\*К.

**Таблица 46 – Основные параметры различных типов коллекторов.**

Тип коллектора	Оптический КПД $\eta_0$	Коэффициент тепловых потерь	
		$k_1$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	$k_2$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К <sup>2</sup> )
Плоский коллектор	80	4	0,1
Плоский коллектор со стеклом с анти-отражающим покрытием	84	4	0,1
Вакуумный с коллектор с тепловыми трубами	80	1,5	0,005

Примечание: Оптический коэффициент полезного действия и коэффициенты тепловых потерь являются основными характеристиками коллекторов.

При выборе коллектора важно также знать соотношение цена/производительность. Если производить выбор по КПД коллектора, то решение всегда будет в пользу вакуумированного трубчатого коллектора. Однако плоские коллекторы привлекательнее вакуумированных трубчатых по цене (в 2 раза дешевле) и дают хорошее соотношение цена/производительность, особенно для покрытия нагрузки на горячее водоснабжение. В расчете будет рассматривать внедрение **двухконтурных плоских коллекторов**.

Суммарная солнечная инсоляция зависит от региона и составляет 1175–1525 кВт\*ч в год, сделаем расчет для двух крайних значений, тогда для нагрева 1 м<sup>3</sup> воды в сутки до 75°C, потребуется около 15 м<sup>2</sup> площади плоских солнечных коллекторов.

**Таблица 47 – Технико-экономические параметры варианта замены топливных котельных на комбинированную систему СК и ЭК (при ставке дисконтирования 12%).**

Показатель	Ед. изм.	СК+ЭК
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/(Гкал/ч)	625,3
Коэффициент использования тепловой мощности	%	35%
Тепловая энергия	Гкал/год	3066
Расходы на электродкотел	тыс. долл. год	289,2
<b>Дизельная котельной (замена)</b>		
Затраты на дизельное топливо	тыс. долл. год	463,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	174,5
Срок окупаемости	лет	3,6
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	589,0
IRR (за 20 лет)	%	28%
<b>Мазутная котельная (замена)</b>		
Затраты на мазут	тыс. долл. год	387,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	98,5
Срок окупаемости	лет	6,4
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	89,2
IRR (за 20 лет)	%	14,6%
<b>Котельная на СУГ (замена)</b>		
Затраты на СУГ	тыс. долл. год	373,3
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	84,1
Срок окупаемости	лет	7,4
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	убыток
IRR (за 20 лет)	%	11,8%

Необходимо отметить, что при либерализации цен на СУГ и достижения уровня стоимости на около 280 тыс. тенге за тонну, вариант замены котельной на СУГ становится экономически целесообразным с IRR 20%.

## 13.2. Системы с использованием тепловых насосов

Ниже рассмотрены варианты замены котельной на жидком топливе и СУГ на комбинированную систему теплового насоса и электродкотла.

### 13.2.1. Воздушные тепловые насосы

В европейских странах в том, в северных странах с холодным климатом, Швеции, Норвегии и Финляндии широкое распространение получили воздушные тепловые насосы для холодного климата – **низкотемпературные воздушные тепловые насосы (НВТН)**.

Эффективность низкотемпературных воздушных тепловых насосов (**COP>1**) подтверждается для температуры не ниже  $-25^{\circ}\text{C}$ .

**Таблица 48 – Климатические параметры холодного периода года (по областным центрам).**

Область	Длительность отопительного сезона, суток	Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже, суток	
		$-30^{\circ}\text{C}$	$-25^{\circ}\text{C}$
Павлодарская	205	9,9	28
Западно-Казахстан.	193	2,0	9,5
Атырауская	172	0,2	2,0
Мангистауская	144	0,0	0,0
Актюбинская	198	3,5	14,6
Кызылординская	188	0,1	1,6
Туркестанская	147	0,1	0,6
Жамбылская	159	0,0	0,9
Алматинская	176	0,0	0,2

Исходя из требований по температуре эксплуатации ВТН до  $-25^{\circ}\text{C}$  и данных СП РК 2.04–01–2017 «Строительная климатология» области Казахстана, наиболее удовлетворяющие таким условиям: Мангистауская, Южно-Казахстанская, Кызылординская, Жамбылская, Алматинская, Атырауская, Актюбинская, Западно-Казахстанская, Павлодарская.

**Таблица 49 – Технико-экономические параметры варианта замены топливных котельных на комбинированную систему ВТН и ЭК (при ставке дисконтирования 12%).**

Показатель	Ед. изм.	ВТН+ЭК
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/(Гкал/ч)	553,9
Коэффициент преобразования	2,5	2,5
Коэффициент использования тепловой мощности	%	40%
Тепловая энергия	Гкал/год	3504,0
Расходы на электродвигатель	тыс. долл. год	352,9
<b>Дизельная котельной (замена)</b>		
Затраты на дизельное топливо	тыс. долл. год	463,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	110,8
Срок окупаемости	лет	5,0
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	1075,6
IRR (за 20 лет)	%	16%
<b>Мазутная котельная (замена)</b>		
Затраты на мазут	тыс. долл. год	387,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	34,8
Срок окупаемости	лет	15,9
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	96,2
IRR (за 20 лет)	%	12%
<b>Котельная на СУГ (замена)</b>		
Затраты на СУГ	тыс. долл. год	373,3
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	20,4
Срок окупаемости	лет	27,1
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	убыток
IRR (за 20 лет)	%	0%

Необходимо отметить, что при либерализации цен на СУГ и достижения уровня стоимости на около 280 тыс. тенге за тонну, вариант замены котельной на СУГ становится экономически целесообразным с IRR 31%.

## 13.2.2. Геотермальные тепловые насосы

Таблица 50 – Технико-экономические параметры варианта замены топливных котельных на комбинированную систему ГТН и ЭК.

Показатель	Ед. изм.	ГТН+ЭК
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/(Гкал/ч)	1082,5
Коэффициент преобразования	2,5	4
Коэффициент использования тепловой мощности	%	65%
Тепловая энергия	Гкал/год	5694,0
Расходы на электродотел	тыс. долл. год	209,7
<b>Дизельная котельной (замена)</b>		
Затраты на дизельное топливо	тыс. долл. год	463,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	254,0
Срок окупаемости	лет	4,3
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	703,8
IRR (за 20 лет)	%	23%
<b>Мазутная котельная (замена)</b>		
Затраты на мазут	тыс. долл. год	387,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	178,0
Срок окупаемости	лет	6,1
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	204,0
IRR (за 20 лет)	%	15%
<b>Котельная на СУГ (замена)</b>		
Затраты на СУГ	тыс. долл. год	373,3
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	163,6
Срок окупаемости	лет	6,6
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	109,3
IRR (за 20 лет)	%	14%

### 13.2.3. Тепловые насосы с использованием вторичных энергетических ресурсов (сбросное тепло)

Таблица 51 – Технико-экономические параметры варианта замены топливных котельных на комбинированную систему ТН ВЭР и ЭК.

Показатель	Ед. изм.	ТН ВЭР +ЭК
Инвестиционная стоимость	тыс. долл/(Гкал/ч)	818,2
Коэффициент преобразования	2,5	5
Коэффициент использования тепловой мощности	%	80%
Тепловая энергия	Гкал/год	7008,0
Расходы на электродогрев	тыс. долл. год	121,5
<b>Дизельная котельной (замена)</b>		
Затраты на дизельное топливо	тыс. долл. год	463,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	342,2
Срок окупаемости	лет	2,4
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	1520,0
IRR (за 20 лет)	%	42%
<b>Мазутная котельная (замена)</b>		
Затраты на мазут	тыс. долл. год	387,7
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	266,2
Срок окупаемости	лет	3,1
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	1020,2
IRR (за 20 лет)	%	32%
<b>Котельная на СУГ (замена)</b>		
Затраты на СУГ	тыс. долл. год	373,3
Экономия в год при замене на ТН	тыс. долл. год	251,8
Срок окупаемости	лет	3,2
NPV (за 20 лет)	тыс. долл.	925,5
IRR (за 20 лет)	%	31%

Заключение



Преимуществом возобновляемых источников энергии является их доступность и условно бесконечный энергетический потенциал, при этом существуют физические и технико-экономические ограничения в эффективности их использования. Возможность использования ВИЭ в системах центрального теплоснабжения весьма ограничено, прежде всего ввиду действующего относительно низкого уровня тарифов на тепловую энергию.

Настоящее исследование показало, что даже с учетом тарифных и ценовых ограничений на стоимость энергетических ресурсов в Казахстане, в ряде случаев использование ВИЭ для нужд теплоснабжения (охлаждения) экономически и технически целесообразно. Прежде всего это касается электрических котлов и котельных на жидком топливе, для которых при текущем уровне тарифов экономически оправдано внедрение комбинированной выработки тепла с использованием ВИЭ. Затраты на дизельное топливо при отоплении настолько высоки, что экономически целесообразно внедрение любого дополнительного источника ВИЭ.

Ввиду неравномерной дифференциации тарифов на тепловую энергию в бюджетных организациях также могут быть рассмотрены варианты установки, как солнечных коллекторов для производства тепла, так и солнечных фотоэлектрических панелей для параллельной с сетью производством электроэнергии на собственные нужды.

Использование биотоплива в форме прямого сжигания сельскохозяйственных отходов позволяют производить тепловую энергию, сопоставимую по стоимости с угольными котельными, при этом зола от сжигания соломы может быть использовано в качестве удобрений. Экономическая эффективность перехода от сжигания угля на прямое сжигание биотоплива подтверждается результатами внедрения в ряде школ Казахстана.

Тем не менее, принимая во внимание указанные преимущества, использование ВИЭ для теплоснабжения остается точечным решением ряда предприятий и бюджетных организаций: несмотря на значительное количество дизельных и электродизельных.

Для более масштабного внедрения и использования ВИЭ для нужд теплоснабжения (охлаждения) может быть рекомендовано:

#### **Оператору Государственного энергетического реестра:**

- сбор и анализ данных по субъектам ГЭР и бюджетным организациям по наличию и типам автономных систем отопления с разработкой рекомендаций по внедрению ВИЭ;
- разработка и утверждение «Плана использования ВИЭ в бюджетных организациях».

**Профильным государственным организациям** (МЦЗТИП, Жасыл Даму и др) при формировании информационной политики рекомендуется осуществлять регулярное информирование общественности о преимуществах перехода на использование ВИЭ для нужд теплоснабжения.

В части тарифной политики рекомендуется:

- введение специальных дифференциальных тарифов по объемам потребления электроэнергии для физических лиц, использующих тепловые насосы для теплоснабжения;
- для юридических лиц и бюджетных организаций поставка электроэнергии на теплонасосные установки (при наличии отдельных приборов учета) должна осуществляться по среднему тарифу энергоснабжающей организации.

**В части государственной политики в части поддержки ВИЭ** рекомендуется также предусмотреть в законодательстве (например, в законопроекте «О теплоснабжении»):

- запрет на проектирование и эксплуатацию электрокотельных с единичной мощностью электрокотлов более 1 МВт без использования теплонасосных установок;
- запрет на проектирование и строительство котельных на дизельном топливе при наличии условий для использования ВИЭ для нужд теплоснабжения;
- введение специальных тарифов на поддержку тепловой энергии, выработанной на ВИЭ, с установлением доли ВИЭ в системе центрального теплоснабжения городов до 10% (к 2035 году). Выбор проектов источников теплоснабжения на ВИЭ должен быть сделан по результатам аукционов (по аналогии аукционами на ВИЭ в сфере генерации).

Проводимая в Казахстане политика большей либерализации стоимости энергетических ресурсов со временем еще больше увеличит привлекательность использования ВИЭ для нужд теплоснабжения, вместе с тем, повышение информированности общества о преимуществах ВИЭ в теплоснабжении (охлаждении) также является приоритетной задачей

# ИСТОЧНИКИ

1. Веб-сайт Министерства энергетики РК <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/article/details/47382?lang=ru>
2. Анализ рынка электроэнергии и угля Казахстана январь-декабрь 2021 года. АО «Самрук-энергo» <https://www.samruk-energy.kz/ru/press-center/analytical-review#2021>
3. Веб-сайт АО «КОРЭМ»: <https://vie.korem.kz/>
4. Информация ТОО «РФЦ по ВИЭ» исх. № 08–01/323 от 11.03.2022 г.
5. Отчёт ТОО «SSDC» для ПРООН/ГЭФ «Проведение анализа развития маломасштабных проектов ВИЭ включая аспекты развития системы MRV для маломасштабных проектов ВИЭ», 2020 год.
6. Специальный доклад МГЭИК по возобновляемым источникам энергии и смягчению воздействий на изменение климата, 2011 год.
7. Методология, методика и результаты расчета теоретического потенциала ветровой энергии для территории Казахстана». Сборник международного научного симпозиума «ВИЭ: проблемы и перспективы», Худжанд, 24–26 мая 2011 года, с. 16–20.
8. Веб-сайт: <https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/wind-atlas>
9. «Национальный энергетический доклад 2013» разработан Ассоциацией «KAZENERGY» 2013 г
10. Водные ресурсы Казахстана в новом тысячелетии. – Алматы: ПРООН, 2004. – 23 с.
11. Веб-сайт: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800017320>
12. ЕБРР «Биоэнергетический потенциал в агропромышленном секторе Казахстана» 2017 <https://www.ebrd.com/sites/Satellite?c=Content&cid=1395284715449&pagename=EBRD%2FContent%2FDownloadDocument>
13. Предварительный обзор геотермальных ресурсов Казахстана, Итоговый отчет 2018 г.
14. Lai, Chun Sing; McCulloch, Malcolm D. (March 2017). «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage». Applied Energy. 190: 191–203.
15. Материалы проведенных интервью вовлечённых сторон отрасли ВИЭ, г. Нур-Султан, 2022 г.
16. «Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре», информационно-методическое издание, Москва, 2017 г.
17. Ответ КРЭМ о тарифах на теплоснабжение в городах Казахстана, 2022 г.
18. Разработка технологий и внедрение теплонасосных систем теплоснабжения жилых, общественных и производственных зданий в РК с использованием нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Алимгазин А. Ш., 2010 г.

19. Журнал «QazaqSolar» № 4 2020 г., статья «Развитие проектов ВИЭ малой мощности», Даирбеков Е.
20. Письмо АО «КазТрансГаз» (АО «НК «QazaqGaz») с данными о регионах Казахстана, в которых магистральный природный газ доступен домохозяйствам, 16 марта 2022 г.
21. «Обзорный отчет Отраслевого центра технических компетенций в сфере электроэнергетики на базе АО «КОРЭМ», 2021 г.
22. Журнал «QazaqSolar» № 4 2020 г., статья «Малая генерация сегодня: мал золотник, да дорог», Шалабаев Т.
23. НИР «Возобновляемая энергетика: будущее рядом» по заказу Департамента природопользования и охраны окружающей среды г. Москвы, 2018 г.
24. УСН РК 8.02–04–2021 «Сборники укрупненных показателей стоимости строительства зданий и сооружений. Объекты непроизводственного назначения. Город Алматы».

# Приложение 1

## Сведения о действующих и строящихся объектах ВИЭ

№	Наименование	Мощность (уст.), МВт	Расположение (область)
<b>Эксплуатация более 5 лет</b>			
1	ТОО «ГЭС Лепсы-2» (ГЭС Лепсы-2) на реке Лепсы	16,99	Алматинская
2	ТОО «Аннар» в г. Капшагай	4,5	Алматинская
3	ТОО «Baskan Power» (Верхне-Басканская ГЭС 1) на реке Баскан	4,2	Алматинская
4	ТОО «Samruk-Green Energy» (СЭС Капшагай) в г. Капшагай	2	Алматинская
5	ТОО «Кайнар-АКБ» (Антоновская ГЭС) на реке Лепсы	1,6	Алматинская
6	ТОО «Энергия Элемі» (Иссыкская ГЭС-3) на реке Иссык	0,98	Алматинская
7	ТОО «Burnoe Solar-1» (СЭС Бурное) возле п. Нурлыкент	50	Жамбылская
8	ТОО «Vista International» (ВЭС Кордай)	21	Жамбылская
9	ТОО «ВетроИнвест» (ВЭС в Кордайском районе)	30,65	Жамбылская
10	ТОО «КазЭкоВатт» (СЭС Отар) в поселке Отар	0,5	Жамбылская
11	ТОО «Аксу-Энерго» (СЭС-Акбай) возле с. Аксукент	1	Туркестанская
12	ТОО «Аксу-Энерго» (СЭС-Очистой) в г. Шымкент	0,95	Туркестанская
13	ТОО «СКЗ-У» (СЭС Кейден) в с. Кейден	0,4186	Кызылординская
14	«Казводхоз» (Интумакская ГЭС) на Интумакском водохранилище	0,63	Карагандинская
15	ТОО «Первая ветровая электрическая станция» (ВЭС Ерейменту)	45	Акмолинская
16	КТ «Зенченко и Компания» (ВЭС-2) в с. Новоникольское	2	СКО
17	КТ «Зенченко и Компания» (ВЭС-1,5) в с. Новоникольское	1,5	СКО
<b>Эксплуатация 5 лет</b>			
18	ТОО «Коринская ГЭС» (ГЭС на реке Кора)	28,5	Алматинская
19	ТОО «ВЭС Нурлы» в с. Нурлы	4,5	Алматинская
20	ТОО «EC ENERGY Qazaqstan» на реке Тургень	1,4	Алматинская
21	ТОО «DEF ГЭС»	0,43	Алматинская
22	ТОО «Аксу-Энерго» (ГЭС–Манкент) в с. Манкент	2,5	Туркестанская
<b>Эксплуатация 4 года</b>			
23	ТОО «ВЭС Сарыбулак» в с. Сарыбулак	4,5	Алматинская
24	ТОО «ВЭС Сарыбулак-2» в с. Сарыбулак	4,5	Алматинская
25	ТОО «ВЭС Кербулак» в с. Сарыбулак	4,5	Алматинская
26	ТОО «ВЭС Кербулак 2» в с. Сарыбулак	4,5	Алматинская
27	ТОО «Burnoe Solar-2» (СЭС Бурное) возле п. Нурлыкент	50	Жамбылская

№	Наименование	Мощность (уст.), МВт	Расположение (область)
28	ТОО «Salem Consulting» на Большом Келесском канале	0,975	Туркестанская
29	ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» (ВЭС в Исатайском районе)	52,8	Атырауская
30	ТОО «Group Independent», СЭС-2 МВт, Мангистауская обл в с. Батыр	2	Мангистауская
31	ТОО «КПМ Дельта», СЭС-40 МВт, Карагандинская обл. п. Гульшат	40	Карагандинская
32	ТОО «Агрофирма Курма» в Абайском районе	1,067	Карагандинская
<b>Эксплуатация 3 года</b>			
33	ТОО «Eneverse Kunkuat» в г. Капшагай	100	Алматинская
34	ТОО «Гидропауэр» на реке Иссык	4,95	Алматинская
35	ТОО «Samruk-Green Energy» (СЭС в г. Капшагай)	0,416	Алматинская
36	ТОО «М-КАТ Green» в г. Шу	100	Жамбылская
37	ТОО «EcoProTech Astana» в Жылгинском с/о	20	Туркестанская
38	ТОО «Аксу куат» на реке Сайрам Су	2,5	Туркестанская
39	ТОО «СП «КТ Редкометалльная компания» в г. Форт-Шевченко	43,6	Мангистауская
40	ТОО «БЕСТ-Групп НС» (ВЭС в Тупкаранском районе)	5	Мангистауская
41	ТОО «Baikonur Solar» в г. Кызылорда	50	Кызылординская
42	ТОО «Байкен-У» (с. Байкенже)	0,3015	Кызылординская
43	ТОО «ЦАТЭК Green Energy» (введено 50МВт)	100	Акмолинская
44	ТОО «Иван Зенченко» в с. Новоникольское	2	СКО
45	ТОО «SES Saran» (СЭС Сарань) в г. Сарань	100	Карагандинская
46	ТОО «КазСолар 50» (СЭС Карагандинской области) в п. Агадырь	50	Карагандинская
47	ТОО «ЖАНГИЗ СОЛАР», СЭС Жарминском районе	30	ВКО
<b>Эксплуатация 2 года</b>			
48	ТОО «MISTRAL ENERGY» в г. Капшагай	50	Алматинская
49	ТОО «КапшагайСоларПарк» в г. Капшагай	4,95	Алматинская
50	ТОО «КазЭлектроЭнергия» (Иссыкская ГЭС 2) (до 10.10.2019 ТОО «Alt Energy» Нижне-Басканская ГЭС-2) на реке Иссык	4,95	Алматинская
51	ТОО «ВЭС Нурлы» (ВЭС Нурлы 2) в с. Нурлы	4,5	Алматинская
52	ТОО «ТехноБазальт» в г. Капчагай	3	Алматинская
53	ТОО «Жанатасская ветровая электростанция» в г. Жанатас	100	Жамбылская
54	ТОО «Wind Electricity» в г. Каратау	4,5	Жамбылская
55	ТОО «Wind Power city» в г. Каратау	4,5	Жамбылская
56	ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN» (ООО Авелар) в г. Кентау	50	Туркестанская
57	ТОО «ЮКСЭС 50», СЭС мощностью 50 МВт в п. Шолаккорган	50	Туркестанская
58	ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN» (ООО Авелар) в г. Шымкент	20	Туркестанская
59	ТОО «Kaz Green Tek Solar» в г. Арысь	14	Туркестанская
60	ТОО «Компания KaDi» в г. Жетысай	4,8	Туркестанская

№	Наименование	Мощность (уст.), МВт	Расположение (область)
61	ТОО «ВЭС Сервис» в Каракиянском районе	10	Мангистауская
62	ТОО «ВЭС Жангиз» в Каракиянском районе	5	Мангистауская
63	ТОО «Номад солар» в п. Жалагаш	28	Кызылординская
64	ТОО «KB Enterprises» в п. Кабанбай батыр	100	Акмолинская
65	ТОО «Golden Energy Corp.» в г. Ерейментау	25	Акмолинская
66	ТОО «Вичи» в селе Балкашино	7	Акмолинская
67	ТОО «Golden Energy corp.» в г. Ерейментау	4,95	Акмолинская
68	ТОО «КазСолар 50» в г. Агадырь	26	Карагандинская
<b>Эксплуатация 1 год и менее</b>			
69	ТОО «Каскад Каратальских ГЭС» (Чижинская ГЭС) в г. Текели	25,8	Алматинская
70	ТОО «KZT-Solar» (Hydroenergy company JSC) в г. Кентау	50	Жамбылская
71	ТОО «АЕС АСА»	50	Жамбылская
72	ТОО «ArmWind» в п. Бадамша	48	Актюбинская
73	ТОО «Arm Wind» в п. Бадамша	48	Актюбинская
74	ТОО «ХЕК-КТ» (Hydroenergy company JSC) в Жанакорганском р-не	10	Кызылординская
75	ТОО «KZT-Solar» (Hydroenergy company JSC) в г. Кентау	10	Кызылординская
76	URBASOLAR SAS (Kaz Green Tek Solar) в г. Арысь	5	Кызылординская
77	ТОО Ereymentau Wind Power (ВЭС Ерейментау)	50	Акмолинская
78	ТОО «ЖЕЛ ЭЛЕКТРИК» в п. Аксуат	50	Костанайская
79	ТОО «KazWindEnergy» в г. Аркалык	48	Костанайская
80	ТОО «Производственная фирма ЭлектроСетьСтрой» в г. Балхаш	4,5	Карагандинская
81	ТОО «Тургусун-1» (Тургусунская ГЭС) на реке Тургусун	24,9	ВКО
82	ТОО «DES Consulting» (ВЭС Чарск) в п. Салкынтобе	4,95	ВКО
83	ТОО ВЭС Чарск (ВЭС Чарск) в п. Салкынтобе	4,95	ВКО
84	ТОО Чарск Ветер (ВЭС Чарск Ветер) в п. Салкынтобе	4,95	ВКО
85	ТОО Винд Чарск (ВЭС Чарск) в п. Салкынтобе	4,95	ВКО
86	ТОО «Ventum Energy» в Жарминском районе	4,95	ВКО
87	ТОО «EastWindEnergy» в Жарминском районе	4,95	ВКО
<b>Строительство</b>			
88	ТОО «ЖЕЛ ЭЛЕКТРИК» в п. Еленовка (ВЭС Абай 1100МВт)	100	Акмолинская
89	ТОО «Энергия Семиречья» (Шелекская ВЭС) в Шелекском коридоре	60	Алматинская
90	ТОО «ЖЕРУЙЫК ЭНЕРГО» в с. Нурлы	50	Алматинская
91	ТОО «ЖЕЛ ЭЛЕКТРИК» в п. Шелек (ВЭС Абай 2 50МВт)	50	Алматинская
92	ТОО Борей Энерго (Шокпарская ВЭС) Акмолинская обл Аршал р-он	50	Акмолинская
93	ТОО «EcoWattАКА» (Эко Ватт АКА)	50	Алматинская

<b>№</b>	<b>Наименование</b>	<b>Мощность (уст.), МВт</b>	<b>Расположение (область)</b>
94	ТОО «Коринская ГЭС-2» на р. Кора	26	Алматинская
95	ТОО «Baskan Power» (Верхне-Басканская ГЭС-2) на реке Баскан	8,82	Алматинская
96	ТОО «Национальная энергетическая компания «ЖарыкЭнерго» в Кербулакском район в с. Коксу	8,6	Алматинская
97	ТОО «Baskan Power» (Верхне-Басканская ГЭС-3) на реке Баскан	5,77	Алматинская
98	ТОО «МТ и К»	5	Алматинская
99	ТОО «АлматыЭнергоПроджект» (СЭС в г. Уштобе)	4,95	Алматинская
100	ТОО «Alcor Energy» в Кегенском районе	4,95	Алматинская
101	ТОО «Новотэкс»	4,5	Алматинская
102	ТОО «Коксу-Куат» ЖШС	4,5	Алматинская
103	ТОО «Waste Energy Kazakhstan» в селе Караой	4	Алматинская
104	ТОО «ВЭС Толкын»	3	Алматинская
105	ТОО «Шет Мерке Энерго» на р. Шет-Мерке	2,5	Алматинская
106	ТОО «Конаев и компания» возле села Какпак	2,2	Алматинская
107	ТОО «Zor Biogas» в с. Караой	2,4	Алматинская
108	ТОО «Алтын-Гидро»	2	Алматинская
109	ТОО «Шокпарская ветровая электростанция» в с. Шокпар	100	Жамбылская
110	ТОО «Жарык Су ЛТД» (33,1) на реке Шелек	33,1	Жамбылская
111	ТОО «КазГидро Оперэйтинг» на р. Коксай	13,88	Жамбылская
112	ТОО «ВЭС Шенгельды 2» в с. Шенгельды	4,5	Жамбылская
113	ТОО «ВЭС Шенгельды» в с. Шенгельды	4,5	Жамбылская
114	ТОО «Arm Wind» в п. Шаульдер	50	Туркестанская
115	ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN (Хэвел Казахстан)»	20	Туркестанская
116	ТОО Инженерная Арена (СЭС Махтаарал) в п. Асыката	4,95	Туркестанская
117	ТОО «UBS QZ»	10	Туркестанская
118	ТОО «UBS Solar»	10	Туркестанская
119	ТОО «ТАУЭНЕРГО»	2	Туркестанская
120	ТОО «Жасыл Куат» (Jasyl qyat)	2	Туркестанская
121	ТОО «ТАУЭНЕРГО»	2	Туркестанская
122	ТОО «DALA SOLAR» в Майданталс с/о	2	Туркестанская
123	ТОО «Cascade NRG (быв. «ТОО «DALA SOLAR») в Каргалинском с/о	2	Туркестанская
124	Производственный кооператив «СПК Ынтымак»	1,5	Туркестанская
125	ТОО «Желэнерго» в с. Кенсахара	0,45	Актюбинская
126	ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN (Хэвел Казахстан)»	20	Кызылординская
127	ТОО Борей Энерго (бывш. ТОО «Инвесто») Акмолинская обл	50	Акмолинская



<b>№</b>	<b>Наименование</b>	<b>Мощность (уст.), МВт</b>	<b>Расположение (область)</b>
128	ТОО «Аркалыкская ветровая электростанция» в с. Новочеркасское	7	Акмолинская
129	ТОО «Первая ветровая электростанция» в г. Ерейментау	4,99	Акмолинская
130	ТОО «Аргест»	4,95	Акмолинская
131	ТОО «Energo Trust» в п. Саумалколь	50	СКО
132	ТОО «Софиевская ветровая электростанция» в с. Николо-Бурлук	39	СКО
133	ТОО «Аркалыкская ветровая электростанция» в с. Новоишимское	10	СКО
134	ТОО «Green City»	10	СКО
135	ТОО «Kaz Green Energy» в г. Жезказган	5	Карагандинская
136	ТОО «ГорКомТранс города Караганды» в р. Казыбек би	4	Карагандинская
137	ТОО «Восток Ветер» в Кегенском районе	10	ВКО

# Приложение 2

## Сведения об объёмах доступных отходов в разрезе регионов Казахстана. [5]

Область	Общий объем доступных отходов, тыс. тонн/год						
	всего:	Навоз	Забой скота	Сельхозкультуры	Молочная продукция	Масленичные культуры	ТБО
Акмолинская, в т.ч.г. Нур-Султан	1266,7	152,1	7,3	854	0,2	0,9	252,2
Актюбинская	380,5	80	8,7	53,2	1,2	0	237,4
Алматинская, в т.ч.г. Алматы	1723,2	283,2	29,7	979,9	1,4	1,7	427,3
Атырауская	55,5	23,7	1,6	0	0	0	30,2
Восточно-Казахстанская	460	195,5	16,7	183	0,5	0,2	64,1
Жамбылская	809,2	54,9	4,4	716,7	0,2	3,4	29,6
Западно-Казахстанская	199,5	102,7	4,7	54,7	0	0,1	37,3
Карагандинская	480,4	149,4	8,1	120,2	0,2	0,2	202,3
Костанайская	1202,3	144,5	11,7	877,8	0,2	1,4	166,7
Кызылординская	141,4	31,7	1	56,4	0	0,1	52,2
Мангистауская	59,5	2,5	0,1	0	0	0	56,9
Павлодарская	426,5	92,3	7,2	86,3	0,2	0	240,5
Северо-Казахстанская	1152,9	109,5	5,8	890,7	0,2	1,7	145
Южно-Казахстанская	390,7	101,4	8,2	195	0,1	4,8	81,2

# Приложение 3

## Интервью с представителями вовлечённых сторон отрасли ВИЭ.

По согласованию с командой DREI был согласован список вовлечённых сторон отрасли ВИЭ для проведения интервью. Формой проведения интервью определена – платформа Zoom.

№ п/п	ФИО	Должность и место работы	Длительность интервью, мин.
1	Александр Тен Юрий Ситников	Должности АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности»	30 мин
2	Искакова Алтынай Махмутовна	Должность АО «Фонд развития предпринимательства «ДАМУ»	30 мин
3	Соспанова Айнур Сапарбековна	Председатель Правления ОЮЛ Ассоциация «QAZAQ GREEN»	40 мин
4	Байсеитов Дияз Максатович	Директор ТОО «Kun Tech»	40 мин
5	Сарбасов Альбек Сагышевич	Директор ТОО «ECOENERGY.KZ»	30 мин
6	Тулеев Ержан Ануарбекович	Директор по развитию ТОО «Усть-Каменогорский завод тепловых насосов «SUNDUE»	80 мин
7	Алимгазин Алтай Шурумбаевич	Профессор НАО «Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева»	120 мин
8	Инаханова Сауле Толеуханова	Руководитель управления по энергосбережению Комитет индустриального развития и промышленной безопасности	30 мин
12	Кенжехан Абуов	Координатор по реализации проектов Азиатский банк развития	30 мин
13	Бачурин Антон	Руководитель управления энергосбережения и ВИЭ проектного офиса АО «НК «КазМунайГаз»	30 мин.
14	Калменов Марат Эргалиевич	Исполнительный директор KAZENERGY (по электроэнергетике и «зеленой» энергетике)	30 мин.
15	Налибаева Гульжан Калижановна	ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ»	30 мин.
17	Манас Гиждуаниев	Управляющий директор Международный финансовый центр «Астана»	30 мин
18	Букенов Талгат Шакаримович	Генеральный директор ТОО «SAMRUK-GREEN ENERGY»	60 мин
19	Сарыев Едиль Бахытжанович	Директор ТОО «ЦАТЭК Green Energy»	60 мин
20	Моминбаев Жомарт Байзакович	ТОО «Современные Инновационные Технологии»	30 мин.
21	Саухимов Алмаз Абжалиевич	Проректор НАО «Алматинский университет энергетики и связи»	30 мин

