**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК КАЗАХСТАНА**

**МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ**

Подготовлено:

Заказчик: ТОО «DAMU RESEARCH»

2015

Энергетический рынок Казахстана. – г. Астана, 2015 г. – 48 c.

(далее – Исполнитель) является независимым экспертом в области подготовки маркетиновых исследований по товарным рынкам и рынкам услуг.

©, 2015

Все права защищены.

При перепечатке, микрофильмировании и других формах копирования информации из маркетингового исследования ссылка на публикацию обязательна. Точка зрения авторов не обязательно отражает официальную позицию Исполнителья.

Контактная информация:

**Ф.И.О.**

Тел.: +7 (700)

Email: @gmail.com

СОДЕРЖАНИЕ

[ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ 4](#_Toc436639909)

[МЕТОДОЛОГИЯ 4](#_Toc436639910)

[1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОТРАСЛИ, СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ И ТЕНДЕНЦИЙ 5](#_Toc436639911)

[2. ОКАЗЫВАЕМАЯ ПОДЕРЖКА ОТРАСЛИ 9](#_Toc436639912)

[3. ВНУТРЕННЕЕ ПРОИЗВОДСТВО 12](#_Toc436639913)

[4. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ 16](#_Toc436639914)

[5. ВНЕШНЯЯ ТОРГОВЛЯ 26](#_Toc436639915)

[6. РАЗМЕР РЫНКА 27](#_Toc436639916)

[7. ОБЗОР ЦЕН 34](#_Toc436639917)

[8. ПОРТФОЛИО ОСНОВНЫХ ИГРОКОВ РЫНКА 37](#_Toc436639918)

[8.1. Основные производители электроэнергии 37](#_Toc436639919)

[8.2. Электрические сети 38](#_Toc436639920)

[9. ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ 41](#_Toc436639921)

[10. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ 42](#_Toc436639922)

[**Приложение** 45](#_Toc436639923)

### ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Настоящий отчет подготовлен Исполнителем для ТОО «DAMU RESEARCH» (далее – Заказчик) в связи с проведением маркетинговых исследований в приоритетных отраслях экономики в рамках Единой Программы «Дорожная карта бизнеса-2020».

Целью данного исследования является сбор и систематизация объективной информации по энергетическому рынку Республики Казахстан, для стимулирования предпринимательской активности юридических и физических лиц.

Основные задачи исследования:

* краткое описание отрасли, существующих проблем и тенденций;
* оказываемая поддержка отрасли;
* внутреннее производство;
* производственные мощности;
* внешняя торговля;
* размер рынка;
* обзор цен;
* портфолио основных игроков рынка;
* потребительское поведение;
* основные выводы и рекомендации.

### МЕТОДОЛОГИЯ

В качестве источников вторичной информации были использованы экспертные и аналитические публикации, и иные открытые источники информации. По специальным запросам Исполнителя в ведомственных органах были получены основные данные по исследуемому рынку продукции в Республике Казахстан, его экспорту и импорту, а также дополнительная информация для анализа и оценки тенденций развития отрасли.

Источники информации:

* публикации Комитет по статистике Министерства Национальной Экономики РК;
* статистические данные, полученные по специальным запросам;
* информационные, аналитические и экспертные материалы, помещенные в специализированных изданиях, СМИ и Интернете;
* официальные пресс-релизы и аналитические материалы отраслевых ассоциаций, торгово-промышленных палат, и т.д.;
* другие источники.

### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОТРАСЛИ, СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ И ТЕНДЕНЦИЙ

В соответствии с классификатором видов экономической деятельности (далее - ОКЭД), утвержденным Приказом Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан от 14 декабря 2007 года №\_683-од, рассматриваемый в рамках данного исследования вид экономической деятельности, соответствует следующей структуре классификации:

Секция D «Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование», Раздел 35 «Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование» - включает производство, передача и распределение электроэнергии; производство и распределение газообразного топлива; системы подачи пара и кондиционирования воздуха.

В группе 35.1 «Производство, передача и распределение электроэнергии», рассматриваемый в исследовании подкласс «Производство электроэнергии» (код ОКЭД – 35.11) включает:

* производство электроэнергии тепловыми электростанциями;
* производство электроэнергии гидроэлектростанциями;
* производство электроэнергии ядерными (атомными) электростанциями;
* производство электроэнергии прочими электростанциями.

Исследуемая продукция, получаемая предприятиями, в органах статистики классифицируется в соответствии со Статистическим классификатором промышленной продукции (товаров, услуг) (Утвержден приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по статистике № 144 от «07» сентября 2009 года) (далее – СКПП) с указанием подвидов продукции, относящихся к виду экономической деятельности «Производство электроэнергии» (см. Таблицу 1).

**Таблица 1. Перечень продукции в соотетствии с СКПП, относящийся к производству электроэнергии**

|  |  |
| --- | --- |
| **Код** | **Наименование** |
| D | Электроэнергия, газ, пар и воздушное кондиционирование |
| 35 | Электроэнергия, газ, пар и вода горячая |
| 35.1 | Услуги по производству и распределению электроэнергии |
| 35.11 | Электроэнергия |
| 35.11.1 | Электроэнергия |
| 35.11.10 | Электроэнергия |
| 35.11.10.100 | Электроэнергия, произведенная тепловыми электростанциями (кроме ТЭЦ) |
| 35.11.10.200 | Электроэнергия, произведенная атомными (ядерными) электростанциями (АЭС) |
| 35.11.10.300 | Электроэнергия, произведенная гидроэлектростанциями (ГЭС) |
| 35.11.10.310 | Электроэнергия, произведенная малыми гидроэлектростанциями |
| 35.11.10.390 | Электроэнергия, произведенная прочими гидроэлектростанциями |
| 35.11.10.400 | Электроэнергия, произведенная ветровыми и солнечными электростанциями |
| 35.11.10.410 | Электроэнергия, произведенная ветровыми электростанциями |
| 35.11.10.420 | Электроэнергия, произведенная солнечными электростанциями |
| 35.11.10.500 | Электроэнергия, произведенная конденсационными электростанциями (КЭС) |
| 35.11.10.600 | Электроэнергия, произведенная теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) |
| 35.11.10.700 | Электроэнергия, произведенная газотурбинными электростанциями (ГТЭС) |
| 35.11.10.800 | Электроэнергия от биогаза, произведенная биогазовыми установками |
| 35.11.10.900 | Электроэнергия, произведенная прочими способами |

*Источник: Комитет по статистике Министерства Национальной Экономики РК*

Товары при их декларировании таможенным органам подлежат классификации по Товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности (далее - ТН ВЭД). Согласно этой классификации продукция, относящиеся к изучаемой группе для вида экономической деятельности «Производство электроэнергии», включает в себя ниже следующие коды ТН ВЭД (см. Таблицу 2).

**Таблица 2. Перечень продукции в соотетствии с ТН ВЭД, относящийся к производству электроэнергии**

|  |  |
| --- | --- |
| **Код ТН ВЭД** | **Наименование** |
| 271600 | Электроэнергия |

*Источник: Комитет по статистике Министерства Национальной Экономики РК*

Экономика Казахстана характеризуются значительным отставанием по показателю энергоемкости ВВП от среднемирового уровня (1,44 тнэ на тыс. долл. США в ценах 2000г.). Высокая энергоемкость ВВП Казахстана частично объясняется рядом объективных причин: холодный резко-континентальный климат; значительная доля энергоемких отраслей (горнорудная и металлургическая). При этом на промышленных потребителей приходится около 69% производимой электроэнергии; необходимость передачи электроэнергии на большие расстояния приводит к значительным потерям в электрических сетях.

Единая электроэнергетическая система (далее - ЕЭС) Республики Казахстан представляет собой комплекс электростанций и электрических сетей, объединенных общим режимом работы, единым централизованным оперативно – диспетчерским и противоаварийным управлением, обеспечивающим надежное и качественное энергоснабжение потребителей.

ЕЭС Казахстана состоит из:

* Национальной электрической сети (далее - НЭС) – совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электроэнергии от электрических станций, напряжением 220 КВт и выше.
* Региональных электросетевых компаний (далее - РЭК), содержащих на балансе и эксплуатирующих электрические сети регионального уровня напряжением 220-110 КВт и ниже, и выполняющих функции распределения электроэнергии. Всего в Казахстане функционируют 20 РЭК различных форм собственности.
* Генерирующего сектора электроэнергетики Казахстана - электрические станции.

В мире заинтересованность в диверсификации источников энергии возрастает. Это обусловлено увеличением потребностей экономик в энергетике, сокращением доказанных запасов многих ископаемых видов топлива, стремлением государств снизить зависимость от импортного сырья, обеспечением экологической безопасности и сохранением окружающей среды.

В странах мира в 2014 году мощностей возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ) было введено больше, чем угольных и газовых мощностей вместе взятых. 59% новых введенных в 2014 году энергомощностей было представлено ВИЭ. Энергомощности ВИЭ составляют 27,7% совокупных мощностей, которых было достаточно, чтобы удовлетворить глобальный спрос на электричество на 22,8%.

Суммарный потенциал ВИЭ в Казахстане весьма значителен и оценивается более чем в 1 трлн КВт\*ч в год. Наиболее перспективными для развития в Казахстане являются ветроэнергетика (технический потенциал – 929 млрд КВт\*ч), гидроэнергетика (62 млрд КВт\*ч) и энергия солнца (2,5 млрд КВт\*ч). Учитывая огромный технический потенциал по ветру и солнцу, в Казахстане приняты необходимые изменения и дополнения в законодательство Республики Казахстан для развития ВИЭ.

Вместе с тем по данным Министерства энергетики РК в отрасли энергетики имеют место нерешенные вопросы и инвестиционные риски, сдерживающие развитие ВИЭ в Казахстане.

Так, на сегодняшний день Закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» оставляет открытыми следующие вопросы:

1. момент заключения договора на продажу электроэнергии (далее – э/э) с РФЦ – закон оставляет этот вопрос открытым и предусматривает только то, что энергопроизводящая организация подает заявку на заключение договора с РФЦ не позднее 30 дней до начала поставки э/э;
2. валютные риски инвесторов – поскольку в Казахстане отсутствует производство генерирующего оборудования ВИЭ, то для достижения поставленных целей будет привлекаться заемное финансирование в иностранной валюте. Выручка от продажи электрической энергии ВИЭ будет номинирована в тенге. Соответственно возникает риск изменения валютного курса тенге. Однако данный вопрос не подлежит регулированию на законодательном уровне;
3. порядок индексации фиксированных тарифов – закон предусматривает компетенцию Правительства определить порядок индексации фиксированного тарифа;
4. стабильность порядка индексации тарифа – закон не предусматривает условий обеспечения стабильности порядка индексации тарифа. Между тем, порядок индексации напрямую влияет на оценку инвестиционного проекта при принятии решения об инвестировании;
5. порядок определения размера фиксированного тарифа – данный вопрос передан в компетенцию Правительства;
6. риск неплатежеспособности РФЦ в долгосрочной перспективе – РФЦ создан в форме товарищества с ограниченной ответственностью. Поскольку ответственность РФЦ ограничена уставным капиталом, который сформирован в размере 100 млн тенге, а обязательства РФЦ будут превышать 800-900 млн тенге в месяц, то с учетом долгосрочности инвестиций (15 лет) это является существенным риском для инвесторов;
7. риск неплатежеспособности РФЦ в краткосрочной перспективе – у РФЦ отсутствует рабочий капитал и все платежи РФЦ в пользу ВИЭ РФЦ будет осуществлять за счет денег, полученных от условных потребителей. Соответственно, в случае возникновения кассового разрыва (например, по причине неплатежа условного потребителя) РФЦ не сможет исполнить свои текущие ежемесячные обязательства перед производителями энергии из ВИЭ, что, естественно, представляет риск для инвесторов;
8. риск, связанный с подключением объектов ВИЭ к электрической сети - в Законопроект включены положения, предусматривающие заключение договора с энергопередающей организацией о подключении объектов по использованию ВИЭ на основе типового договора, утвержденного уполномоченным органом. При этом положения типового договора будут включать обязательства и ответственность заинтересованных сторон по строительству необходимой сетевой инфраструктуры с учетом специфики ВИЭ.

### ОКАЗЫВАЕМАЯ ПОДЕРЖКА ОТРАСЛИ

Единая программа поддержки и развития бизнеса «Дорожная карта бизнеса 2020» (далее - Программа) разработана для реализации Послания Президента Республики Казахстан народу Казахстана «Новое десятилетие - Новый экономический подъем - новые возможности Казахстана» и Общенационального плана развития Казахстана до 2020 года, утвержденного Указом Президента Республики Казахстан от 17 февраля 2010 года № 925.

Единая программа поддержки и развития бизнеса «Дорожная карта бизнеса 2020» (далее – Единая Программа «Дорожная карта бизнеса 2020») разработана Министерство национальной экономики Республики Казахстан и направлена на достижение цели посланий Президента Республики Казахстан народу Казахстана «Стратегия «Казахстан - 2030» и «Казахстанский путь - 2050: единая цель, единые интересы, единое будущее».

Основная цель Единой Программы «Дорожная карта бизнеса 2020» - это обеспечение устойчивого и сбалансированного роста регионального предпринимательства, а также поддержание действующих и создание новых постоянных рабочих мест.

Единой Программой «Дорожная карта бизнеса 2020» будет проводиться работа по следующим четырем направлениям:

1) поддержка новых бизнес-инициатив предпринимателей моногородов, малых городов и сельских населенных пунктов;

2) отраслевая поддержка предпринимателей, осуществляющих деятельность в приоритетных секторах экономики и отраслях обрабатывающей промышленности;

3) снижение валютных рисков предпринимателей;

4) предоставление нефинансовых мер поддержки предпринимательства.

**Первое направление:** поддержка новых бизнес-инициатив предпринимателей моногородов, малых городов и сельских населенных пунктов предусматривает оказание предпринимателям следующих мер финансовой поддержки:

1) субсидирование части ставки вознаграждения по кредитам/договорам финансового лизинга банков/банка развития/лизинговых компаний;

2) частичное гарантирование по кредитам банков/банка развития;

3) предоставление государственных грантов;

4) микрокредитование субъектов малого предпринимательства;

5) субсидирование части ставки вознаграждения по микрокредитам частных микрофинансовых организаций;

6) частичное гарантирование кредитов микрофинансовых организаций перед банками.

**Второе направление:** отраслевая поддержка предпринимателей, осуществляющих деятельность в приоритетных секторах экономики и отраслях обрабатывающей промышленности предусматривает оказание предпринимателям следующих мер финансовой поддержки:

* субсидирование ставки вознаграждения по кредитам/договорам финансового лизинга банков/банка развития/лизинговых компаний;
* частичное гарантирование по кредитам банков/банка развития;
* развитие производственной (индустриальной) инфраструктуры;
* создание индустриальных зон.

**Третье направление:** снижение валютных рисков предпринимателей предусматривает субсидирование номинальной ставки вознаграждения по действующим кредитам/договорам финансового лизинга банков/банка развития/лизинговых компаний в национальной и иностранной валютах.

**Четвертое направление:** нефинансовые меры поддержки предпринимательства предусматривают оказание государственной нефинансовой поддержки субъектам частного предпринимательства и населению с предпринимательской инициативой по следующим функциональным направлениям:

* информационно-аналитическое обеспечение предпринимательства;
* развитие компетенций предпринимателей;
* повышение производительности предпринимателей;
* расширение деловых связей.

Основные инструменты реализации Единой Программой «Дорожная карта бизнеса 2020»:

Новые бизнес проекты будут реализовываться с помощью следующих инструментов:

а) субсидирование ставки вознаграждения по кредитам/лизинговым сделкам. Размер субсидирования – 10% годовых от ставки вознаграждения по кредиту/лизингу;

б) частичное гарантирование по кредитам. При этом, размер гарантий для начинающих предпринимателей увеличен – до 85% по кредитам до 20 млн тенге. Гарантия для действующих предпринимателей – до 50% по кредитам до 180 млн тенге;

в) предоставление государственных грантов. Максимальная сумма гранта для одного предпринимателя – до 3 млн тенге.

Отраслевая поддержка будет реализовываться с помощью таких инструментов как:

а) субсидирование ставки вознаграждения по кредитам/лизинговым сделкам. Для приоритетных отраслей размер субсидирования составит 7% годовых от ставки вознаграждения. Для проектов казахстанских товаропроизводителей размер субсидирования увеличен до 10% годовых от ставки вознаграждения;

б) частичное гарантирование по кредитам. Для приоритетных отраслей сумма гарантии составит до 50% по кредитам до 360 млн тенге. Для проектов в отраслях обрабатывающей промышленности размер гарантии составит до 20% по кредитам до 1 млрд.850 млн тенге.

Сроки реализации Единой Программой «Дорожная карта бизнеса 2020» - 2015-2019 годы. На реализацию Единой Программой «Дорожная карта бизнеса 2020» из республиканского бюджета в 2015 году предусматривается 56 387 058 тыс. тенге, в 2016 году - 53 376 977 тыс. тенге, в 2017 году - 66 914 948 тыс. тенге, в 2018 году - 66 941 960 тыс. тенге, в 2019 году - 66 967 833 тыс. тенге. Дальнейшее финансирование Программы будет осуществляться в рамках средств, предусмотренных в республиканском бюджете на соответствующие финансовые годы.

По состоянию на 23 ноября 2015 года в рамках Единой Программой «Дорожная карта бизнеса 2020»:

* всего подписано договоров о субсидиях по 6423 проекта на общую сумму 1 102,68 млрд тенге, по первому направлению – 816 проектов на сумму 35,43 млрд тенге, по второму направлению – 5320 проектов на сумму 734,79 млрд тенге и по третьему направлению – 287 проектов на сумму 332,46 млрд тенге;
* в том числе 327 проектов, отклоненных МЭРТ, ГО Фонда, РКС, отказавшихся от участия заемщиков и др.;
* Наиболее активные регионы: Павлодарская область, Восточно-Казахстанская область, Актюбинская область, Южно-Казахстанская область и Карагандинская область.

В структуре субсидируемых проектов в разрезе отраслей преобладает обрабатывающая промышленность 33,4%, сектор транспорта и складирования 29,2%, ремонта автотранспортных средств 7,3%; здравоохранение и социальные услуги 6,1%, а также проекты в агропромышленном комплексе 10,7%.

Такой сектор как производство электроэнергии гидроэлектростанциями (код ОКЭД 35.11.4), производство электроэнергии прочими электростанциями (код ОКЭД 35.11.2) относится к приоритетны секторам экономики в рамках Единой программы «Дорожная карта бизнеса 2020» и входит в группу ОКЭД под кодом 35 «Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование».

По состоянию на 23 ноября 2015 года в рамках 2-го направления субсидирования Единой программы «Дорожная карта бизнеса 2020» АО «Фонд развития предпринимательства «Даму» заключено 3 договора с ТОО «Караганды Жарык» (г.Караганда) на общую сумму субсидирования 5 755,7 млн тенге.

### ВНУТРЕННЕЕ ПРОИЗВОДСТВО

В 2014 году производство электроэнергии в Казахстане составило 94 611 млн КВт\*ч, рост по сравнению с аналогичным периодом прошлого года составил 102,2% (см. Рисунок 1). В разрезе источников выработки: тепловыми электростанциями – 78 772,9 млн КВт\*ч, гидроэлектростанциями – 8 235,8 млн КВт\*ч, газотурбинными электростанциями – 6 915,9 млн КВт\*ч, ветроэлектростанциями – 9,4 млн КВт\*ч и солнечными электростанциями – 1,2 млн КВт\*ч.

**Рисунок 1. Производство электроэнергии по годам, млрд КВт\*ч**

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК, АО «KEGOC»*

Увеличение выработки электроэнергии на тепловых паротурбинных электростанциях Казахстана произошло на величину 1150,9 млн КВт\*ч (1,5 %), в том числе за счет более интенсивной загрузки следующих электростанций:

* АО «ЕЭК» - на 1187,9 млн КВт\*ч или на 7,8 %;
* «Жамбылская ГРЭС» - на 925,9 млн КВт\*ч или на 58,1 %;
* «Экибастузская ГРЭС-1» - на 604,4 млн КВт\*ч или на 4,5 %;
* ТОО «СевКазЭнерго» ППТЭЦ-2 - на 129,6 млн КВт\*ч или на 5,0 %.

Выработка электроэнергии Жамбылской ГРЭС в Южной зоне Казахстана составила 2520,5 млн КВт\*ч. Станция в 2014 г. не останавливалась, в работе находились от одного до четырех блоков.

Производство электроэнергии на ГЭС Казахстана в сравнении с 2013 г. увеличилось на 534,8 млн КВт\*ч или на 6,9% и составило 8 235,8 млн КВт\*ч. Режим работы ГЭС Казахстана определялся водохозяйственным балансом и гидрологической обстановкой. При этом выработка ГЭС Северной зоны увеличилась на 949,5 млн КВт\*ч (19,1 %), а Южной зоны снизилась на 414,7 млн КВт\*ч (15,2 %).

Выработка электроэнергии на ГТЭС Казахстана увеличилась на 270,1 млн КВт\*ч или на 4,1 % и составила 6915,9 млн КВт\*ч. Следует отметить, что Казахстан лишь в 2011 г. достиг уровня производства электроэнергии 1991 г., составив 86 585,5 млн КВт\*ч.

Складывающаяся динамика производства/потребления электрической энергии за несколько предыдущих лет позволяет прогнозировать, что положительная динамика потребления и производства электроэнергии в течение ближайших лет сохранится на уровне 3-4%. Ежегодное увеличение потребления электрической энергии происходит за счет роста экономики РК. С одновременным ростом потребления планируется увеличение установленной мощности генерации в Республике Казахстан путем строительства новых мощностей, расширением и реконструкцией имеющихся генерирующих источников.

В разрезе областей наибольший объем производства электроэнергии приходится на Павлодарскую и Карагандинскую области 40,9 и 12,8 млрд КВт\*ч соответственно (см. Рисунок 2). В этих двух областях производится 57% всей производимой электроэнергии в стране. При этом в Акмолинской области объем произведенной электроэнергии составил лишь 0,6 млрд КВт\*ч.

**Рисунок 2. Производство электроэнергии в разрезе областей в 2014 г., млрд КВт\*ч**

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

Объем продукции (товаров, услуг) в целом по промышленности в 2014 г. составил 18 531 774 млн тенге, из них сумма по производству, передаче и распределению электроэнергии составила 923 088 млн тенге или 1,6% к ВВП.

**Таблица 3. Выработка электроэнергии в разрезе энергоисточников в Казахстане за 2014 г., млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Выработано, всего** | | **из них** | | | |
| **ТЭС** | **ГЭС** | **др. ВИЭ** | **прочими ЭС** |
| **Всего:** | **94 643** | **100%** | **86 141** | **8 263** | **14,5** | **225,4** |
| 91% | 8,7% | 0,02% | 0,24% |
| Акмолинская | 640 | 0,7% | 639 |  | 1,3 | 0,1 |
| Актюбинская | 3 110 | 3,3% | 3 110 |  |  |  |
| Алматинская | 2 820 | 3,0% | 1 252 | 1 567 | 0,4 | 0,6 |
| Атырауская | 4 123 | 4,4% | 4 079 |  | 0 | 43,8 |
| ЗКО | 1 701 | 1,8% | 1 660 |  | 10,1 | 41 |
| Жамбылская | 2 756 | 2,9% | 2 713 | 34 |  | 0 |
| Карагандинская | 12 576 | 13,3% | 12 564 |  |  | 11,6 |
| Костанайская | 1 675 | 1,8% | 1 675 |  |  | 0 |
| Кызылординская | 1 757 | 1,9% | 1 682 |  | 0 | 74,4 |
| Мангистауская | 5 107 | 5,4% | 5 080 |  |  | 26,5 |
| ЮКО | 1 357 | 1,4% | 770 | 570 |  | 16,2 |
| Павлодарская | 40 891 | 43,2% | 40 891 |  | 0 | 0,1 |
| СКО | 2 752 | 2,9% | 2 733 | 16 | 2,6 | 0 |
| ВКО | 7 863 | 8,3% | 1 941 | 5 918 | 0 | 3,7 |
| г. Астана | 2 371 | 2,5% | 2 366 |  | 0 | 5 |
| г. Алматы | 3 147 | 3,3% | 2 987 | 158 |  | 2,4 |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

В 2014 г. 91% всей произведенной в Казахстане электроэнергии было выработано тепловыми и газотурбинными электростанциями, при этом доля гидроэлектростанций составила 8,7%, др. виды ВИЭ 0,02% (см. Таблицу 3).

**Таблица 4. Количество предприятий и ИП, имеющих объекты по использованию ВИЭ в 2014 году в разрезе регионов Казахстана**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Количество предприятий и ИП, единиц | из них |
| **ИП, единиц** |
| Всего | 96 | 48 |
| Акмолинская | 2 | - |
| Алматинская | 8 | - |
| Атырауская | 4 | 3 |
| ЗКО | 18 | 18 |
| Жамбылская | 11 | 4 |
| Карагандинская | 11 | 5 |
| Кызылординская | 13 | 3 |
| Мангистауская | 2 | - |
| ЮКО | 1 | - |
| Павлодарская | 10 | 9 |
| СКО | 5 | - |
| ВКО | 10 | 6 |
| г. Астана | 1 | - |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

В 2014 г. количество предприятий и индивидуальных предпринимателей, имеющих объекты по использованию ВИЭ составило 96 единиц, из них 48 - индивидуальных предпринимателя (см. Таблицу 4). Объем выработанной электрической энергии объектами ВИЭ составил 270,3 млн КВт\*ч, при этом основными регионами выработки электрической энергии от ВИЭ являлись Алматинская (54,7%), Восточно-Казахстанская (19,4%), Жамбылская (16,1%) и Северо-Казахстанская (7%) области (см. Таблицу 5).

**Таблица 5. Объем электрической энергии, выработанной ВИЭ в 2013 году в разрезе регионов Казахстана**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Выработано электроэнергии, всего, тыс. КВт\*ч | в том числе | | | Доля выработанной электроэнергии ВИЭ в общем объеме выработанной электроэнергии, % |
| **малыми ГЭС** | **ВЭС** | **СЭС** |
| Всего | **270 372,6** | **255 223,3** | **13 369,0** | **1 780,3** | **0,29** |
| Акмолинская | 1 341,0 | - | 1 339,0 | 2,0 | 0,21 |
| Алматинская | 147 931,8 | 147 488,8 | - | 443,0 | 5,2 |
| Атырауская | 13,6 | - | 13,6 | - | 0,0003 |
| ЗКО | 22,3 | - | 1,5 | 20,8 | 0,001 |
| Жамбылская | 43 745,8 | 33 663,7 | 9 306,1 | 776,0 | 1,6 |
| Карагандинская | 19,5 | - | 0,9 | 18,6 | 0,0002 |
| Кызылординская | 490,3 | - | 34,2 | 456,1 | 0,03 |
| Мангистауская | 4,0 | - | 2,0 | 2,0 | 0,0001 |
| ЮКО | 5 300,0 | 5 300,0 | - | - | 0,4 |
| Павлодарская | 38,9 | - | 11,4 | 27,5 | 0,0001 |
| СКО | 18 894,0 | 16 217,1 | 2 649,6 | 27,3 | 0,7 |
| ВКО | 52 567,2 | 52 553,7 | 9,4 | 4,1 | 0,7 |
| г. Астана | 4,2 | - | 1,3 | 2,9 | 0,0002 |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

По данным за 2014 г. доля производства электрической энергии от энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ (выработано 270,4 млн КВт\*ч), в общем объеме производства электрической энергии в Республике Казахстан составила 0,29%. При этом, увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ в 2014 г. по сравнению с 2013 г. (251,3 млн КВт\*ч) составило – 43,5% (см. Таблицу 5).

**Таблица 6. Выработка электрической энергии объектами ВИЭ в Казахстане за 2014 г., млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | 2013г. | 2014 г.\* | 2014 г. к 2013 г. |
| Всего: | **251,3** | **270,37** | **107,6%** |
| ветровые электростанции | 4,7 | 13,4 | 285,1% |
| малые ГЭС | 245,7 | 255,2 | 103,8% |
| солнечные электростанции | 0,9 | 1,8 | 200% |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

В 2014 г. объем электрической энергии, выработанной малыми гидроэлектростанциями, достиг 255,2 млн КВт\*ч (94,3% от всего объема электроэнергии ВИЭ), 13,4 млн КВт\*ч (4,9%) - ветровыми электростанциями и 1,8 млн КВт\*ч (0,66%) - солнечными электростанциями (см. Таблицу 6).

### ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ

Производственная мощность промышленного предприятия – это максимально возможный выпуск продукции за год, который определяется с учетом полного использования установленного режима работы производственного оборудования и производственных площадей.

Среднегодовая производственная мощность, действовавшая в отчетном году - определяется путем прибавления к мощности на начало года среднегодового увеличения мощности и вычитания среднегодового ее уменьшения, с учетом количества месяцев действия мощности до конца года.

Использование среднегодовой производственной мощности - отношение фактического выпуска продукции на специализированных мощностях к среднегодовой мощности, действующей в отчетном году.

По итогам 2014 года производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 102 электрических станции различной формы собственности.

**Таблица 7. Производственная электрическая мощность электростанций в Казахстане за 2013 г., тыс. КВт**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Регион | Установленная на конец года | | Располагаемая на конец года | | Среднегодовая рабочая | |
| **ТЭС** | **ГЭС** | **ТЭС** | **ГЭС** | **ТЭС** | **ГЭС** |
| Всего: | **17 892** | **2 587** | **15 222** | **2 486** | **11 114** | **1 077** |
| Акмолинская | 180,0 | - | 180,0 | - | 80,4 | - |
| Актюбинская | 526,1 | - | 500,2 | - | 440,1 | - |
| Алматинская | 731,7 | 745,9 | 631,0 | 671,2 | 474,4 | 256,9 |
| Атырауская | 857,4 | - | 823,4 | - | 427,0 | - |
| ЗКО | 272,5 | - | 253,1 | - | 187,7 | - |
| Жамбылская | 1 303,5 | 15,1 | 1 241,5 | 14,5 | 1 076,8 | 8,2 |
| Карагандинская | 2 245,0 | - | 1 901,1 | - | 1 548,2 | - |
| Костанайская | 283,0 | - | 233,0 | - | 211,9 | - |
| Кызылординская | 349,8 | - | 306,4 | - | 268,0 | - |
| Мангистауская | 1 330,0 | - | 941,4 | - | 786,2 | - |
| ЮКО | 181,5 | 101,3 | 137,9 | 100,7 | 93,8 | 58,7 |
| Павлодарская | 8 427,0 | - | 6 829,1 | - | 4 684,1 | - |
| СКО | 397,0 | 2,5 | 396,0 | 2,5 | 297,2 | 1,9 |
| ВКО | 404,5 | 1 722,0 | 389,5 | 1 696,7 | 207,9 | 750,4 |
| г. Астана | 258,0 | - | 356,2 | - | 280,6 | - |
| г. Алматы | 145,0 | 0,8 | 102,0 | 0,8 | 49,9 | 0,8 |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2015 г. составила 20 844,2 МВт; располагаемая мощность – 16 945,4 МВт (ниже установленной на 18,7%) (см. Таблицу 7). На долю тепловых электростанций приходится 87,4% от установленной мощности (20 479 МВт в 2013 г.). При этом годовой максимум электрической нагрузки в 2013 г. составил 13 099 МВт.

По республике среднее значение коэффициента использования установленной мощности тепловых электростанций в 2013 г. составило 62,5%, а гидроэлектростанций – 41,7% (при необходимом уровне 70%) (см. Таблицу 8).

Основной объём вырабатываемой в Казахстане электроэнергии генерируется объектами с высоким физическим и моральным износом оборудования (75% теплового и 90% гидравлического оборудования возрастом 20-30 лет и более), а также низким КПД КЭС – 33-34%. При этом генерирующие мощности не обеспечивают выполнение норм по загрязнению окружающей среды (углекислый газ, золошлаковые отходы).

**Таблица 8. Характеристика использования мощностей электростанций в Казахстане за 2013 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Число часов использования установленной среднегодовой электрической мощности, ч | | Коэффициент использования установленной мощности, в % | | Простои агрегатов в аварийном ремонте, ч | |
| **ТЭС** | **ГЭС** | **ТЭС** | **ГЭС** | **ТЭС** | **ГЭС** |
| Всего: | **4 746,0** | **2 996,5** | **62,5** | **41,7** | **21 737** | **314** |
| Акмолинская | 3 912,4 | - | 44,7 | - | 572 | - |
| Актюбинская | 6 374,5 | - | 93,3 | - | 3 839 | - |
| Алматинская | 5 306,3 | 3 033,4 | 65,1 | 34,6 | 983 | - |
| Атырауская | 4 290,7 | - | 49,9 | - | - | - |
| ЗКО | 5 736,0 | - | 68,9 | - | 105 | - |
| Жамбылская | 1 361,1 | 2 228,3 | 82,6 | 75,2 | - | - |
| Карагандинская | 5 670,4 | - | 68,0 | - | 5 755 | - |
| Костанайская | 6 356,9 | - | 74,9 | - | 809 | - |
| Кызылординская | 4 590,5 | - | 76,6 | - | 176 | - |
| Мангистауская | 3 468,2 | - | 59,1 | - | - | - |
| ЮКО | 4 615,1 | 4 659,9 | 57,5 | 58,3 | - | - |
| Павлодарская | 4 860,8 | - | 55,6 | - | 3 704 | - |
| СКО | 7 416,1 | 6 716,3 | 84,7 | 78,8 | - | - |
| ВКО | 4 601,8 | 2 884,1 | 53,6 | 43,6 | 4 722 | 314 |
| г. Астана | 9 274,7 | - | 108,2 | - | 1 072 | - |
| г. Алматы | 2 665,9 | 325,0 | 34,4 | 100,0 | - | - |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

По данным Министерства энергетики Республики Казахстан в 2014 г. общее количество объектов ВИЭ, подключенных к ЕЭС Казахстана и осуществляющих поставку электроэнергии в сеть, составляет 43 объекта суммарной установленной мощностью 177,52 МВт (ГЭС – 119,27 МВт; ВЭС – 52,81 МВт; СЭС – 5,04 МВт; биогазовая установка – 0,4 МВт), что составляет 0,85% от общей установленной мощности электростанций Казахстана (см. Таблицу 9).

**Таблица 9. Установленная мощность объектов ВИЭ в Казахстане, подключенных к ЕЭС Казахстана на конец 2014 г., МВт**

|  |  |
| --- | --- |
| Всего: | 177,52 |
| в том числе: |  |
| ветровые электростанции | 52,81 |
| малые ГЭС | 119,27 |
| солнечные электростанции | 5,04 |

*Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан*

При этом, в 2014 г. завершено строительство 9 объектов в области ВИЭ общей установленной мощностью 53,62 МВт (3 ВЭС - 49 МВт; 3 СЭС - 2,42 МВт, 2 ГЭС - 2,15 МВт; 1 биоэлектростанция - 50 КВт), в том числе:

* в Акмолинской области завершен первый этап строительства ВЭС мощностью 45 МВт вблизи г.Ерейментау Ерейментауского района. По данному объекту проведен монтаж 19 ветроустановок из предусмотренных 22 (86% из 100%). На текущий момент установленная мощность ВЭС составила 36 МВт;
* в Алматинской области завершено строительство малой Иссыкской ГЭС мощностью 150 КВт и биоэлектростанции мощностью 50 КВт в Енбекшиказахском районе;
* в ЮКО завершено строительство ГЭС «Рысжан» на реке Келес в Сарыагашском районе мощностью 2 МВт; СЭС в г. Шымкент мощностью 1 МВт и СЭС в Сайрамском районе мощностью 1 МВт;
* в Жамбылской области завершено строительство Кордайской ВЭС в поселке Кордай Жамбылской области 21 МВт. По информации ТОО «Vista International» запланировано поэтапное завершение объекта. На конец 2014 г. установленная мощность ВЭС составила 11 МВт, установлены 7 ВЭУ;
* в Кызылординской области построена СЭС мощностью 420 КВт в Жанакорганском районе;
* в СКО завершено строительство ВЭС в с. Новоникольское Кызылжарского района мощностью 2 МВт.

Вместе с тем, в Казахстане на разных стадиях реализации находятся порядка 26 проектов по созданию новых мощностей возобновляемой энергии с общей проектной мощностью 708 МВт (ВЭС – 9 проектов общей мощностью 410,5 МВт, ГЭС – 15 проектов общей мощностью 247 МВт, СЭС – 2 проекта общей мощностью 50,5 МВт). При этом, на долю проектов, реализуемых квазигосударственным сектором, приходится порядка 19% (около 132 МВт) от всех планируемых к вводу мощностей.

Развитие генерирующих источников на перспективу в Казахстане будет выполняться за счёт технического перевооружения и реконструкции существующих и строительства новых электростанций, а базовым сырьём для электростанций в долгосрочной перспективе останется уголь. При этом роль угля с ростом цен на газ и его ограниченностью будет только усиливаться. Решение экологических и технических рисков возможно за счёт внедрения инновационных технологий (чистые угольные технологии, обогащение угля, комбинированные циклы и т.д.). Вместе с тем, требуется оптимизация электроэнергетической отрасли, которая является основным потребителем топливных ресурсов (67%) через замещение топливных ресурсов через системное развитие электроэнергетики на чистом угле, на уране, на ВИЭ (строительство генерирующих мощностей с повышенным КПД), а также строительство мощных ЛЭП с широким территориальным охватом (для обеспечения незамедлительной подачи электроэнергии в любой регион Казахстана).

Согласно Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года прогнозируется сохранение роста потребления электроэнергии в Казахстане в связи с динамичным развитием экономики. С учетом достижения целевых показателей по снижению энергоемкости ВВП Казахстана, заложенных в Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2020 года, объем потребления электроэнергии к 2030 году составит от 136 млрд КВт\*ч до 175 млрд КВт\*ч, в зависимости от прогнозного сценария.

Согласно Концепции развития топливно-энергетического комплекса РК до 2030 г. Северная зона остается избыточной: электроэнергии, производимой в данной зоне, достаточно для покрытия дефицита мощности Южной зоны через транзит Север-Юг вплоть до 2030 года, третья очередь которого планируется к введению в 2018 году. Однако начиная с 2030 г. прогнозируемый рост нагрузки Юга страны превышает возможности вышеуказанного транзита, что может привести к потенциальному дефициту в 470 МВт. Западная зона до 2030 года остается самобалансирующейся с некоторым избытком мощности.

**Таблица 10. Баланс мощности ЕЭС Казахстана в 2014-2030 гг., МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ЕЭС Казахстана | Прогноз | | | | | | | | |
| **2014г.** | **2015г.** | **2016г.** | **2017г.** | **2018г.** | **2019г.** | **2020г.** | **2025г.** | **2030г.** |
| Максимальная потребляемая электрическая мощность | 15000 | 16000 | 16500 | 17000 | 17500 | 18000 | 18500 | 20500 | 23600 |
| Необходимый резерв мощности | 1373 | 1567 | 1618 | 1641 | 1991 | 2018 | 2049 | 2210 | 2248 |
| Генерация | 17325 | 18223 | 19621 | 19849 | 20594 | 21379 | 22422 | 24158 | 26100 |
| Дефицит (+) /Избыток (-) | -952 | -655 | -1504 | -1209 | -1104 | -1362 | -1874 | -1448 | -252 |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

Кроме того, баланс мощностей и план ввода мощностей по энергетическим регионам представлены в Приложении.

**Рисунок 3. Выбытие и необходимые вводы генерирующих мощностей в Казахстане до 2030 года**



*Источник: АО «KEGOC»*

К 2030 году необходимая резервная мощность должна составить 2 248 МВт, при этом ввиду выбытия мощностей по сроку службы ожидается нехватка мощностей для покрытия максимальной электрической нагрузки в объеме 14 МВт (см. Таблицу 10, Рисунок 3). К 2050 году около 60-80% действующих мощностей энергетики, включая мощности возобновляемой энергетики, вводимые в настоящее время, превысят допустимый срок эксплуатации.

В рамках Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724, в энергетической отрасли ожидается достижение следующих результатов (см. Таблицу 11).

**Таблица 11. Развитие топливно-энергетического комплекса Казахстана до 2030 г.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Описание | 2015 | 2020 | 2030 |
| Ввод новых генерирующих мощностей | +2005 МВт относительно уровня 2013 года | +3 884 МВт относительно уровня 2015 года | +1 645 МВт относительно уровня 2020 года |
| Строительство линий электропередач 220-500 кВ | +380 км относительно уровня 2013 года | +3145 км относительно уровня 2015 года | +5340 км относительно уровня 2020 года |
| Износ основных фондов в сегменте генерации э/э | 70% | 60% | 40% |
| Износ основных фондов в сегменте передачи э/э | 60% | 50% | 30% |
| Доля ВЭС и СЭС в выработке электроэнергии |  | 3% | 10% |
| Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии |  | 20% | 25% |
| Снижение выбросов углекислого газа в электроэнергетике |  | Уровень 2012 года | -15 % (относительно уровня 2012 года) |
| Суммарный объем привлеченных инвестиций в отрасль (в ценах 2011 года) |  | 8,3 трлн тенге | |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

Согласно проекту Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года объем потребления электроэнергии в 2050 году достигнет 293,6 млрд КВт\*ч, что будет соответствовать установленной мощности в 63,4 ГВт с коэффициентом конечного использования на уровне 65% (в настоящее время суммарная мощность – 20 ГВт, а коэффициент конечного использования – на уровне 62%) (см. Таблицу 12). При этом, к 2050 году не менее 70% установленных мощностей будут выведены из эксплуатации и в составе действующих мощностей останется не более 6 ГВт. Таким образом, к 2050 г. нужно ввести около 58 ГВт мощности.

**Таблица 12. Примерная структура генерирующих мощностей в 2013, 2030 и 2050 годах**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип генерирующей мощности | Установленная мощность в 2013 году, МВт | Установленная мощность в 2030 году, МВт | Установленная мощность в 2050 году, МВт |
| ГЭС, включая малые ГЭС | 2 090 | 3 700 | 5 200 |
| Тепловые электростанции стандартные | 16 910 | 10 520 | 4 000 |
| Тепловые электростанции с применением УХУ-технологий\* | 0 | 13 060 | 17 000 |
| Атомные электростанции либо тепловые электростанции с применением УХУ-технологий | 0 | 2 000 | 10 000 |
| Ветроэнергетика, всего | ≤95 | 4 000 | 8 000 |
| Фотовольтаика и гелиоконцентраторы | ≤95 | 1 000 | 3 000 |
| Биоэнергетика | 0 | 3 000 | 7 000 |
| Геотермальная энергетика и ветроэнергетика с учетом тепловой энергии | 0 | 500 | 1 000 |
| Всего | 19 180 | 37 280 | 55 200 – 63 400 |
| Прирост генерирующих мощностей |  | 18 100 | 36 020 |

*Источник: Проект Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года*

*Примечание: \*УХУ технологии - чистые технологии добычи и переработки угля включая технологии по улавливанию и хранению СО2*

Удовлетворение растущего спроса на электроэнергию возможно не только за счет увеличения объема выработки, но и за счет сдерживания роста потребления электроэнергии. В рамках снижения энергоемкости ВВП и повышение энергоэффективности путем снижения нерационального энергопотребления и сокращения неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов в Казахстане действует закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности». Данный закон и соответствующие ему подзаконные акты создают целостное правовое поле для развития и повышения энергоэффективности и энергосбережения.

**Таблица 13. Диапазон стоимостей основных фондов новой энергетики**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид электростанции | Диапазон стоимости 1КВт (тыс. долл. США) | Оценка стоимости капитальных затрат на ввод новых мощностей, в период 2013-2030 годы (млрд долл. США) | Оценка стоимости капитальных затрат на ввод 58 ГВт мощности, в период 2013-2050 годы (млрд долл. США) |
| ГЭС | 0,5-1 | ≈0,9 (включая малые ГЭС) | 29-58 |
| АЭС | 2 | ≈4,0 (или ТЭС на угле с применением УХУ-технологий) | 116 |
| ТЭС (на угле) | 1,3 | 0 | 75 |
| ТЭС (на угле с применением УХУ-технологий) |  | ≈22,4 | 94-107 |
| ТЭС (на газу) | 1,1 |  | 63,8 |
| ВЭС | 1,-2,5 | ≈7,0 | 58-145 |
| СЭС | 1,0-5,0 | ≈2,6 | 58-240 |
| Малые ГЭС | 1-1,2 |  | 58-69,6 |
| Мини ТЭЦ | 0,6 |  | 34,8 |
| ТЭЦ | 1,4-1,5 |  | 81,2-87 |
| Электростанция на биотопливе | 1,7-3,4 | ≈9,1 | 100-200 |
| Всего |  | **≈46,6** | **767,8 – 1196,2** |

*Источник: Проекта Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года*

Технический потенциал энергосбережения в Казахстане оценивается на уровне 27,75 % от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов – 17,36 млн тонн н. э. (в местных условиях экономически оправданной будет реализация только части этого потенциала – 19 % от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов или порядка 12 млн тонн н. э.). При этом, планируемые к реализации меры по повышению энергоэффективности позволят сократить потребность в производстве электроэнергии к 2030 и 2050 годам на 13% и 10 % соответственно.

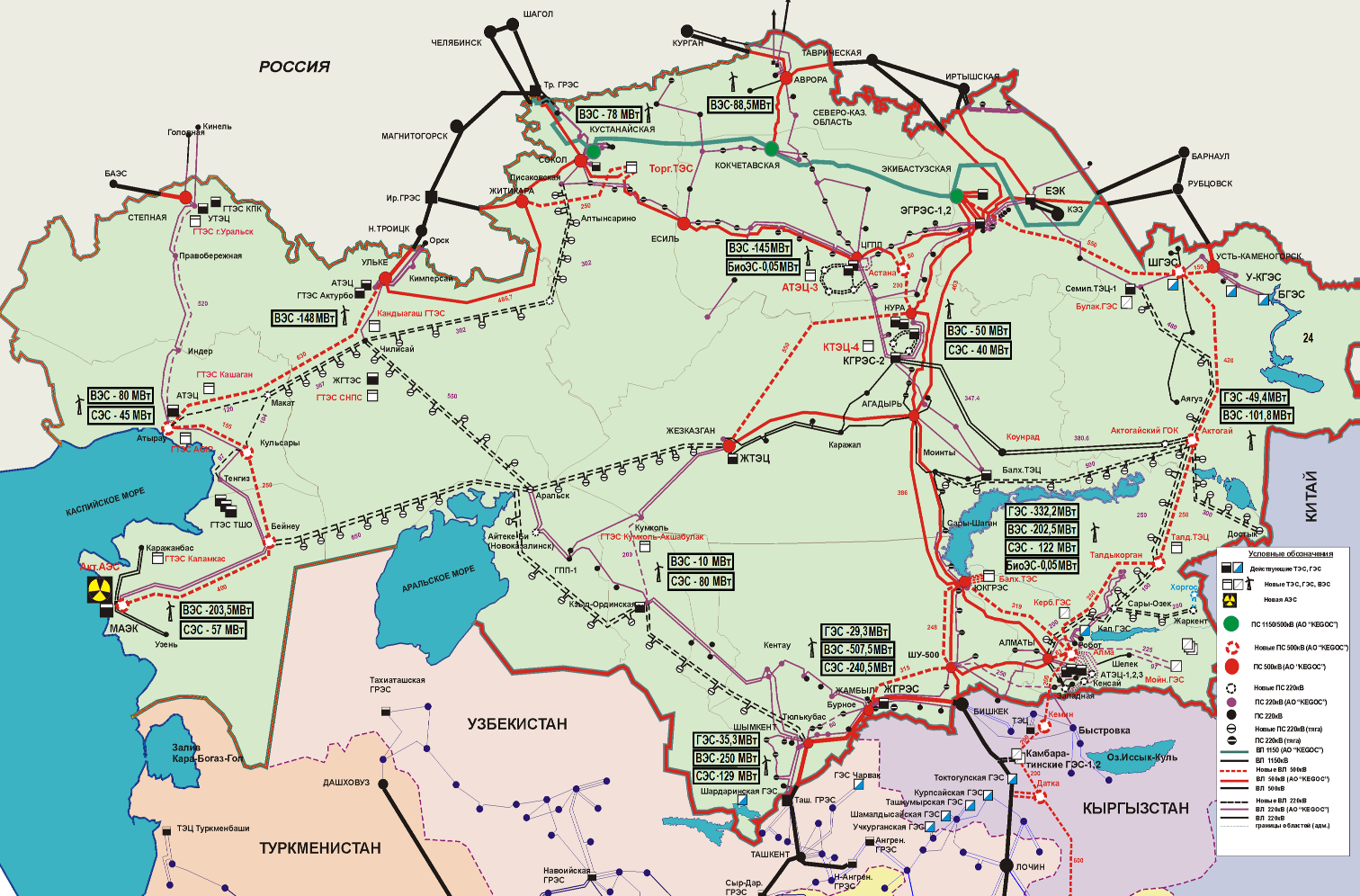
Выбор вида генерирующих мощностей будет осуществляется исходя из их экономической эффективности. Так, на сегодняшний день к основным фондам с наибольшей стоимостью генерации электроэнергии относятся ВЭС и СЭС, а с наименьшей - ГЭС (см. Таблицу 13).

Немаловажное значение имеет срок службы генерирующих мощностей:

* + Тепловые электростанции – полный назначенный срок службы энергоблока и входящего в него основного оборудования на уровне 40 лет;
  + Атомные электростанции – до 50 лет без реновации;
  + Ветрогенераторы – 15 -20 лет без реновации;
  + Солнечные панели 35-40 лет.

В соответствии с Планом мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы (ППРК № 43 от 25.01.2013г.) до конца 2020 года планируется ввести в эксплуатацию порядка 106 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 3104,5 МВт. К 2020 году мощности ВИЭ установленные в рамках вышеуказанной программы составят 12,7% в генерируемых и резервных мощностях электростанций ЕЭС Казахстана (24471 МВт). При этом в Южной зоне ЕЭС Казахстана планируется установить 2008,3 МВт мощности ВИЭ из которых с учетом среднего значения КПД ВИЭ (ВЭС – 30%; СЭС – 20%; ГЭС – 45%), оценочно среднегодовая мощность ВИЭ по генерации энергии составит 607 МВт (ВЭС – 291 МВт; СЭС – 114,3; ГЭС – 291). Таким образом, в прогнозном балансе мощностей Южной зоны к 2020г. доля ВИЭ составит 14,4% в мощностях, генерируемых электроэнергию (4215 МВт) (см. Рисунок 4).

**Рисунок 4. Карта-схема ЕЭС Казахстана до 2025г., с данными по размещению мощностей ВИЭ до 2020г.**

****

*Источник: Мастер-план развития электроэнергетической отрасли до 2030г, АО «KEGOC», План мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы (ППРК № 43 от 25.01.2013г.)*

По данным Министерства энергетики РК оцениваемый потребный объем привлечения инвестиции в ВИЭ до 2020 г. превысит 2 млрд долл. США.

Вместе с тем, согласно Концепции перехода страны на «зеленую» экономику, в энергетике поставлена цель достичь совокупной доли альтернативных и ВИЭ в размере 30% к 2030 году и 50% к 2050 году. Кроме того, в проекте Концепции стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года планируется, что доля ВИЭ в общем объеме потребления электроэнергии увеличится к 2030 году до 33%, а к 2050 году может превысить 51% (см. Таблицу 14).

**Таблица 14. Нижняя граница возобновляемой энергетики к 2050 году**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип источника генерации | Производство электроэнергии | Доля потребления энергии в 2050 году (%) |
| Ветроэнергетика | ≥60 млрд КВт\*ч | ≥20 |
| Гидроэнергетика | ≥40 млрд КВт\*ч | ≥14 |
| Солнечная энергетика без гелиоконцентраторов | ≥2,5 млрд КВт\*ч | ≥0,8 |
| Биоэнергетика только за счет земель сельскохозяйственного назначения | ≥50 млрд КВт\*ч | ≥16 |
| Всего | ≥152,5 млрд КВт\*ч | ≥50,8 |

*Источник: Проект Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года*

Согласно проекту Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года, производство электроэнергии от возобновляемых источников энергии к 2050 году планируется довести до 145 млрд КВт\*ч, что примерно равно нижней границе возобновляемой энергетики и составляет 5-7% от технического потенциала этих источников в стране (1,0 трлн КВт\*ч).

Оценочно объем инвестиций в формирование устойчивой энергетики (ВИЭ) до 2050 года, с накопительным итогом составит:

* + непосредственно в генерирующие мощности устойчивой энергетики – 150 млрд долл. США;
  + в производство систем и оборудования для устойчивой энергетики, реконструкцию действующих мощностей и сетей – 150 млрд долл. США.

С точки зрения конечного потребителя, т.е. населения, это означает, что каждый житель прямо (через тарифы) или опосредованно (через платежи предприятий), должен заплатить за генерирующие мощности и их производство около 15 тысяч долл. США, или примерно 21 доллар в месяц, если принять срок окупаемости 25 лет (т.е. полная окупаемость наступает в 2075 году).

В настоящее время тариф составляет около 7,8 цента за КВт\*ч, а среднедушевое потребление энергии составляет 431 КВт\*ч., в том числе около 40 КВт\*ч в секторе домашних хозяйств. Подушевые платежи составляют 33,6 долл. США и 3,1 долл. США в месяц соответственно.

Проектом Концепции Стратегии устойчивой энергетики будущего Казахстана до 2050 года предлагается сконцентрировать усилия государства на реализации долгосрочной селективной тарифной политики, а также политика отложенных возвратов инвестиций, вплоть до 2022 года. По достижению данного временного рубежа ожидается, что платежеспособность населения и предприятий возрастет, а энергоемкость единицы валового продукта снизится до уровня, когда дополнительные затраты на устойчивую энергетику станут доступными населению и бизнесу без селективной политики государства.

### ВНЕШНЯЯ ТОРГОВЛЯ

По данным АО «KEGOC» в 2014 г. выработка электроэнергии превысила потребление на 2 274,3 млн КВт\*ч. Сальдированный переток электроэнергии из Казахстана в Россию в целом составил 1 503,6 млн КВт\*ч, это на 797 млн КВт\*ч (34,6 %) меньше чем в 2013 г., при этом покупка электроэнергии из России составила 560,7 млн КВт\*ч, что выше уровня 2013 г. на 50,7 млн КВт\*ч или 9,9%. Объем продажи электроэнергии в Россию в 2014 г. составил 2 064,3 млн КВт\*ч, что меньше уровня 2013 г. на 746,3 млн КВт\*ч или 26,6 % (см. Таблицу 15).

**Таблица 15. Импортно-экспортные поставки электроэнергии, млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. |
| Импорт электроэнергии | **3 741,3** | **2 567,7** | **884,2** | **644,2** |
| Россия | 1 284,5 | 1 183,5 | 510 | 560,7 |
| Центральная Азия | 2 456,8 | 1 384,2 | 374,2 | 83,5 |
| Кыргызстан | 2 456,8 | 1 361,6 | 374,2 | 0 |
| Таджикистан | 0 | 22,6 | 0 | 0 |
| Экспорт электроэнергии | **1 808,3** | **1371** | **3 216,1** | **2 918,5** |
| Россия | 1 490,4 | 913,2 | 2 810,6 | 2 064,3 |
| Центральная Азия, в т.ч.: | 317,9 | 457,8 | 405,5 | 854,2 |
| Узбекистан | 317,9 | 457,8 | 405,5 | 784,1 |
| Кыргызстан | 0 | 0 | 0 | 70,1 |
| Сальдо перетока | **1933** | **1 196,7** | **- 2 331,9** | **- 2 274,3** |
| Россия | -205,9 | 270,3 | - 2300,6 | - 1 503,6 |
| Центральная Азия | 2 138,9 | 926,4 | - 31,3 | - 770,7 |

*Источник: АО «КОРЭМ», Комитет по статистике МНЭ РК*

В 2014 г. продолжился систематический неплановый отбор мощности и электроэнергии Узбекской энергосистемой, который приводит к превышению предельно допустимых перетоков по транзиту «Север-Юг Казахстана», отклонениям от плановых значений сальдо перетока электроэнергии на границе ЕЭС Казахстана – ЕЭС России. Поставка внеплановой электроэнергии от АО «KEGOC» для ГАК «Узбекэнерго» 652,029 млн КВт\*ч (в 2013 г. 405,5 млн КВт\*ч). Взаимоотношения между АО «KEGOC» и ГАК «Узбекэнерго» на покупку узбекской стороной внепланового объема электроэнергии, полученного из ЕЭС Республики Казахстана, и на оказание услуг по регулированию мощности в 2014 г. урегулированы соответствующими договорами.

Сальдированный переток в государства Центральной Азии составил 770,7 млн КВт\*ч (в 2013 г. сальдо в Центральную Азию 31,3 млн КВт\*ч).

В соответствии с п.10 об осуществлении внешнеторгового товарообмена электроэнергией протокола казахстанско-кыргызских переговоров по вопросам вступления Кыргызской Республики в Таможенный союз и ЕЭП (состоявшихся в г. Бишкек 25-26 июля 2014 г.) ТОО «Казфосфат», ТОО «Жамбыл Жарык Сауда-2030» и ТОО «Темиржолэнерго» по договоренности в поливной период с 1 по 15 августа 2014 г. приняли от ОАО «Электрические станции» Кыргызстана электроэнергию, которая во второй половине августа и в сентябре 2014 г. была полностью возвращена. (В 2013 г. Казахстан импортировал из Кыргызстана 365,6 млн КВт\*ч электроэнергии в связи с дополнительными попусками воды с водохранилища Токтогульской ГЭС в интересах водопотребителей юга Казахстана).

Для снижения рисков неустойчивой работы в электроснабжении южных регионов Казахстана, а также для накопления воды на Токтогульской ГЭС и в соответствии с соглашением Высшего межгоссовета от 7 ноября 2014 г. АО «Жамбылская ГРЭС» и киргизское ОАО «Электрические станции» подписали на декабрь 2014 г. соответствующий договор купли-продажи поставки электроэнергии, который пролонгируется в последующие месяцы. Поставки электроэнергии в Кыргызстан начались с 1 декабря 2014 г. эквивалентно подаче газа для дополнительной выработки электроэнергии по договору с АО «КазТрансГаз». Продажа электроэнергии в Кыргызстан составила 118,7 млн КВт\*ч.

### РАЗМЕР РЫНКА

На сегодняшний день ЕЭС Казахстана работает параллельно с ЕЭС России и объединенной энергетической системой (далее - ОЭС) Центральной Азии. ЕЭС Казахстана условно разделена на три зоны:

* Северная (Акмолинская, Актюбинская, Костанайская, Павлодарская, Северо-Казахстанская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская области).
* Южная (Алматинская, Жамбылская, Кызылординская, Южно-Казахстанская области).
* Западная (Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области). Данная энергетическая зона не имеет электрических связей с ЕЭС Казахстана по территории республики.

**Рисунок 5. Производство-потребление электроэнергии по зонам ЕЭС в 2014г., млн КВт\*ч**

*Источник: Оперативные данные НДЦ СО АО «KEGOC»*

Порядка 78% электроэнергии производится в Северной энергетической зоне вблизи угольных месторождений, 66% и более используется в том же индустриальном регионе (Павлодарская, Карагандинская и Восточно-Казахстанская области). При этом потребление в Южной зоне в 2014 г. превысило производство на 90% (9 391 млн КВт\*ч) (см. Рисунок 5).

В целом Казахстан обеспечивает себя электроэнергией, чистый импорт незначительный. Но в силу сложившейся схемы сетей Южный и Западный регионы вынуждены импортировать электроэнергию, а Северная зона экспортировать в Россию (Павлодарская и Восточно-Казахстанская области) (см. Таблицу 16).

**Таблица 16. Сальдо перетока электрической энергии в/из зон ЕЭС в 2014 г., млн КВт\*ч**

|  |  |
| --- | --- |
| Из России в Западную зону РК | 129,9 |
| В Россию из Северной зоны РК | 1 653 |
| Из Казахстана в Узбекистан | 770,7 |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

Согласно данным электробаланса РК за 2014 г. объем полученной электроэнергии из-за пределов РК составил 0,5%, а объем потребления - 66% (85 млрд КВт\*ч) от всего объема странового прихода/расхода электроэнергии (см. Таблицу 17).

**Таблица 17. Электробаланс Республики Казахстан за 2014 г., млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Всего приход и расход электроэнергии | | Приход электроэнергии | | | Расход электроэнергии | | | |
| **Выработано электро-энергии** | **Получено из-за пределов области** | **Получено из-за пределов РК** | **Потреблено** | **Потери электро-энергии** | **Отпущено за пределы области** | **Отпущено за пределы РК** |
|
| Всего: | 128 769 | **100%** | 94 611 | 33 529 | 628,7 | 85 305 | 7 017 | 33 529 | 2 917 |
| 73% | 26% | 0,5% | 66% | 5,4% | 26% | 2,3% |
| Акмолинская | 3 850 | 3% | 640 | 3 184 | 25,5 | 3 438 | 411 | 1,6 |  |
| Актюбинская | 4 563 | 4% | 3 110 | 1 392 | 61,0 | 4 277 | 286 | 0,2 |  |
| Алматинская | 5 234 | 4% | 2 819 | 2 416 |  | 4 577 | 635 | 22,0 |  |
| Атырауская | 4 277 | 3% | 4 117 | 93,2 | 66,6 | 3 982 | 296 |  |  |
| ЗКО | 1 851 | 1% | 1 700 | 89,4 | 62,2 | 1 658 | 191 |  | 2,4 |
| Жамбылская | 5 868 | 5% | 2 756 | 3 027 | 85,3 | 3 606 | 240 | 1 889 | 132,4 |
| Карагандинская | 16 245 | 13% | 12 574 | 3 671 |  | 12 989 | 1 417 | 1 840 |  |
| Костанайская | 5 474 | 4% | 1 674 | 3 778 | 21,5 | 5 254 | 219 |  |  |
| Кызылординская | 2 743 | 2% | 1 756 | 987 |  | 2 240 | 209 | 293,7 |  |
| Мангистауская | 5 106 | 4% | 5 106 |  |  | 4 541 | 360 | 205,5 |  |
| ЮКО | 4 251 | 3% | 1 341 | 2 910 |  | 3 730 | 503 | 17,8 |  |
| Павлодарская | 41 783 | 32% | 40 891 | 634,5 | 258,1 | 17 204 | 592 | 21 250 | 2 737 |
| СКО | 2 802 | 2% | 2 752 | 50,1 |  | 1 521 | 144 | 1 091 | 44,9 |
| ВКО | 10 164 | 8% | 7 863 | 2 301 |  | 8 327 | 639 | 1 198 |  |
| г. Астана | 7 096 | 6% | 2 366 | 4 730 |  | 3 327 | 463 | 3 306 |  |
| г. Алматы | 7 461 | 6% | 3 145 | 4 267 | 48,5 | 4 633 | 414 | 2 414 |  |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

По данным АО «KEGOC» в 2014 году потребление электроэнергии в Казахстане по сравнению с 2013 г. (89 640,8 млн КВт\*ч) увеличилось на 2,3% и составило порядка 91 660,9 млн КВт\*ч. Рост потребления произошел в Западной зоне Казахстана на 707,6 млн КВт\*ч (6,9 %), Южной зоне Казахстана на 1233,5 млн КВт\*ч (6,6 %). Потребление Северной зоны осталось практически на уровне предыдущего года, рост на 79,0 млн КВт\*ч или на 0,1%.

В сравнении с 2013 годом увеличили потребление электроэнергии следующие компании:

* ТОО «Казфосфат» на 133,4 млн КВт\*ч или на 6,7 %;
* Актюбинский ЗФ АО «ТНК Казхром» на 93,7 млн КВт\*ч или на 6,4 %.

Уменьшили потребление электроэнергии:

* Казахстанский электролизный завод на 583,0 млн КВт\*ч или на 16,1 %;
* ТОО «Корп. Казахмыс» (Жезказганская площадка) на 266,1 млн КВт\*ч или на 17,0 %;
* ТОО «Корп. Казахмыс» (Балхашская площадка) на 307,5 млн КВт\*ч или на 48,8 %;
* АО «Алюминий Казахстана» на 129,6 млн КВт\*ч или на 12,5 %;
* УКТМК на 122,8 млн КВт\*ч или на 21,4 %;
* АО «Арселор Миталл Темиртау» на 43,5 млн КВт\*ч или на 1,1 %;
* АО «Казцинк» на 23,4 млн КВт\*ч или на 0,9 %;
* АО «Соколовско-Сарбайское ГПО» на 77,1 млн КВт\*ч или на 3,2 %;
* Аксуйский ЗФ АО «ТНК Казхром» на 29,7 млн КВт\*ч или 0,5 %.

Потребление электроэнергии по зонам:

* Казахстан 91 660,9 млн КВт\*ч или 100,0%;
* Северная зона 60 864,9 млн КВт\*ч или 66,4%
* Южная зона 19 856,1 млн КВт\*ч или 21,7%;
* Западная зона 10 939,9 млн КВт\*ч или 11,9%.

Традиционно основными регионами потребления электроэнергии в Казахстане являются Павлодарская и Карагандинская области, на долю которых приходится порядка 38% всего объема потребления по стране. В 2014 г. наибольший рост потребления электроэнергии в разрезе регионов наблюдался в Мангыстауской и Южно-Казахстанской областях на 110,2% и 108,7% соответственно (см. Рисунок 6). При этом потребление снизилось в Павлодарской и Костанайской областях на 2,9% и 2% соответственно.

**Рисунок 6. Потребление электроэнергии по регионам за 2012-2014 гг. (млрд кВт\*ч)**

*Источник: АО «КОРЭМ»*

В объеме отпущенной электроэнергии в 2013 г. доля потребления электроэнергии промышленными предприятиями, без учета потребления на нужды электростанций, составила 58,8% (46,5 млрд КВт\*ч). При этом, на освещение квартир и улиц объем потребления электроэнергии составил 11,2 млрд КВт\*ч (14,2% от всего объема потребления), на обеспечение потребностей сухопутного транспорта 3,6 млрд КВт\*ч (4,5%) электроэнергии.

Доля 14 крупных промышленных предприятий составила 35,4% от общего электропотребления по стране за 2014 год (см. Таблицу 18).

**Таблица 18. Структура потребление электроэнергии в Казахстане, млн КВт\*ч**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Объем потребления | |
| **млн КВт\*ч** | **%** |
| Крупные потребители | 32 489,5 | 35,4 |
| РЭК | 5 519,1 | 6,0 |
| Собственные нужды электростанций | 8 302,2 | 9,1 |
| Энергоснабжающие организации (гарантирующий поставщик) | 24 857,4 | 27,1 |
| Прочие потребители | 20 492,7 | 22,4 |
| Всего | **91 660,9** | **100,0** |

*Источник: АО «КОРЭМ»*

Наибольшую долю среди крупных предприятий потребителей электрической энергии занимают АО «Аксуский ферросплавный завод» (17,6%), АО «Арселор Миттал Темиртау» (11,8%) и АО «НК «Казахстан Темир Жолы» (11%) (см. Таблицу 19).

**Таблица 19. Потребление электроэнергии крупными потребителями Казахстана, млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | Отклонения 2014 г. к  2013 г. |
| 1 | АО «Аксуский ферросплавный завод» | 5 763,8 | 5 748,6 | 5 718,9 | - 1 % |
| 2 | АО «Арселор Миттал Темиртау» | 4 125,6 | 3 866,8 | 3 823,3 | - 1 % |
| 3 | АО «Казахстанский электролизный завод» | 3 637,6 | 3 626,3 | 3 043,2 | - 16 % |
| 4 | АО «НК «Казахстан Темир Жолы» | 3 236,5 | 3 568 | 3 577,6 | - |
| 5 | ТОО «Казцинк» | 2 885,7 | 2 728,6 | 2 705,1 | - 1 % |
| 6 | АО «Соколовско-Сарбайское ГПО»  Балхашская площадка | 2 517,3 | 2 431,9 | 2 354,8 | - 3 % |
| 7 | ТОО «Казфосфат» | 1 884,8 | 1 993,1 | 2 126,5 | - 7 % |
| 8 | АО «Тенгизшевройл» | 1 705,2 | 1 792,1 | 1 781,5 | - 1 % |
| 9 | АО «Актюбинский завод ферросплавов» | 1 461,1 | 1 458,7 | 1 552,4 | 6 % |
| 10 | АО «Павлодарский алюминиевый завод» | 1 045,7 | 1 034,6 | 905 | - 13 % |
| 11 | АО «Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат» | 879,7 | 574,7 | 451,9 | - 21 % |
| 12 | РГП «Канал им. Сатпаева» | 422,1 | 322,9 | 381,1 | - 18 % |
| 13 | АО «KEGOC» | 2 506,9 | 2 358,4 | 2 438,6 | 3 % |
| 14 | ТОО «Таразский металлургический завод» | 315,9 | 58,8 | 11,3 | - 81 % |
| 15 | ТОО «Корпорация Казахмыс» Жезказганская площадка (ПО «Жезказганцветмет») | 1 860,6 | 1 562,4 | 1 296,3 | - 17 % |
| 16 | ТОО «Корпорация Казахмыс» Балхашская площадка (ПО «Балхашцветмет») | 966,8 | 629,6 | 322,1 | - 49 % |
|  | **Всего** | **35 215** | **33 755** | **32 489** | **- 4 %** |

*Источник: АО «КОРЭМ»*

Существенная доля промышленности в совокупном потреблении электроэнергии объясняется преобладанием тяжелой промышленности в экономике, высоким износом активов промышленных предприятий, использованием устаревших технологий.

Из объема всей отпущенной электроэнергии в 2013 г. на долю электроэнергии, выработанной установками ВИЭ, приходится 0,3%. Основными потребителями электроэнергии, выработанной ВИЭ в разрезе отраслей промышленности, были предприятия энергетики (69,3% от всего объема отпущенной электроэнергии ВИЭ), строительной индустрии (13,4%) и обрабатывающей промышленности (11%) (см. Таблицу 20).

**Таблица 20. Отпуск электрической энергии ВИЭ по видам экономической деятельности в Казахстане за 2013 г., тыс. КВт\*ч**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Всего: | 237 227,3 | 100,0% |
| в том числе: |  |  |
| Сельское, лесное и рыбное хозяйство | 990,0 | 0,4% |
| Промышленность: | 190 547,1 | 80,3% |
| - Обрабатывающая промышленность | 26 067,2 | 11,0% |
| - Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование | 164 296,5 | 69,3% |
| - Водоснабжение; канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов | 183,4 | 0,1% |
| Строительство | 31 799,8 | 13,4% |
| Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов | 172,3 | 0,1% |
| Услуги по проживанию и питанию | 92,1 | 0,04% |
| Государственное управление и оборона; обязательное социальное обеспечение | 19,0 | 0,01% |
| Образование | 923,8 | 0,4% |
| Здравоохранение и социальные услуги | 35,0 | 0,01% |
| Искусство, развлечения и отдых | 46,4 | 0,02% |
| Предоставление прочих видов услуг | 12 601,8 | 5,3% |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

Следует отметить, что технологические и коммерческие потери электроэнергии в электрической сети занимают значительную долю в объеме израсходованной электроэнергии в РК. В 2013 г. потери электроэнергии в электрической сети составили 11 млрд КВт\*ч или 9% от всего объема израсходованной электроэнергии в РК (126,6 млрд КВт\*ч в 2013 г.) (см. Таблицу 21).

**Таблица 21. Потери электроэнергии в РК за 2013г. млн КВт\*ч**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Всего | | технологические | коммерческие |
| Всего: | **11 143,9** | **100%** | **10 650,8** | **493,0** |
| **95,6%** | **4,4%** |
| Акмолинская | 411,2 | 3,7% | 409,2 | 2,0 |
| Актюбинская | 251,8 | 2,3% | 251,8 | - |
| Алматинская | 2 094,2 | 18,8% | 2 089,2 | 5,0 |
| Атырауская | 297,9 | 2,7% | 297,9 | - |
| ЗКО | 187,6 | 1,7% | 180,0 | 7,5 |
| Жамбылская | 203,9 | 1,8% | 203,9 | - |
| Карагандинская | 1 450,8 | 13,0% | 1 396,6 | 54,2 |
| Костанайская | 226,3 | 2,0% | 217,7 | 8,6 |
| Кызылординская | 208,8 | 1,9% | 181,4 | 27,4 |
| Мангистауская | 158,4 | 1,4% | 138,2 | 20,2 |
| ЮКО | 479,0 | 4,3% | 206,3 | 272,7 |
| Павлодарская | 1 748,4 | 15,7% | 1 658,9 | 89,5 |
| СКО | 153,7 | 1,4% | 153,7 | - |
| ВКО | 437,0 | 3,9% | 431,1 | 5,9 |
| г. Астана | 1 250,0 | 11,2% | 1 250,0 | - |
| г. Алматы | 1 585,0 | 14,2% | 1 585,0 | - |

*Источник: Комитет по статистике МНЭ РК*

### ОБЗОР ЦЕН

Индекс цен предприятий по производству, передача и распределению электроэнергии в РК в рассматриваемый период с 2011 года по январь-июнь 2015 года имел тенденцию роста. Так при росте цен предприятии-производителей в 108,7% за 2014 году, в период январь-июнь 2015 года темп роста цен на продукцию предприятий энергетики усилился до 111,6% (см. Таблицу 22).

**Таблица 22. Индекс цен предприятии по производству, передача и распределению электроэнергии в РК с 2011 года по январь-июнь 2015 года, в %, к соответствующему периоду предыдущего года**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **2011 г.** | **2012 г.** | **2013 г.** | **2014 г.** | **январь-июнь 2015 г.** |
| 107,1 | 108,9 | 110,3 | 108,7 | 111,6 |

*Источник: Комитет по статистике Министерства Национальной Экономики РК*

**Фиксированный тариф на электроэнергию от ВИЭ и его индексация**

Основным методом определения фиксированного тарифа по данным Министерства энергетики РК принимается метод бенчмаркинга: на основе сравнения с действующими тарифами в других государствах. Этот метод позволит конкурировать с другими странами, развивающими ВИЭ по привлечению иностранных инвестиций в этот сектор.

На основании проведенного бенчмаркинга, оценки внешних экспертов и существующих проектов ВИЭ в РК, Министерством окружающей среды и водных ресурсов РК разработано предложение по размеру фиксированного тарифа на 2014 год (см. Таблицу 23).

**Таблица 23. Предложения по размеру фиксированных тарифов на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии в Казахстане на 2014 г., тенге**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид ВИЭ | Средний размер тарифа по бенчмаркингу в пересчете на 15 лет | Тариф по отчету компании «AF-Mercados EMI» | Существующие проекты ВИЭ (максимальное значение) в пересчете на 15 лет | Предлагаемые фиксированные тарифы на 2014 г. |
| ВЭС | 19,79 | 18,36 | 15,46 | 19 |
| СЭС | 34,09 | 30,84 | 64,98 | 29 |
| Биогаз | 27,87 | 27,0 | - | 27 |
| ГЭС | 17,97 | 14,05 | 12,6 | 14 |

*Источник: Министерство окружающей среды и водных ресурсов РК*

В конце мая 2015 года Правительство РК одобрило новые льготные тарифы на электроэнергию, вырабатываемую возобновляемыми источниками энергии. Так, тариф на один киловатт-час электроэнергии, вырабатываемый ветровыми установками, установлен в размере 22,68 тенге, для солнечных электростанций – 34,61 тенге, для малых гидроэлектростанций – 16,71 тенге, для биогазовых установок – 32,23 тенге (см. Таблицу 24).

**Таблица 24. Действующие фиксированные тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии в Казахстане**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Технология возобновляемых источников энергии, используемая для получения электрической энергии | Величина тарифа,  тенге/КВт\*ч (без НДС) | Срок действия тарифа, лет | Ограничение действия фиксированного тарифа по установленной мощности |
| 1 | Ветровые электростанции мощностью 100 МВт | 22,68 | 15 | 1300 МВт, в том числе: Зона 1 – 1050 МВт,  Зона 2 – 250 МВт |
| 2 | Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии | 34,61 | 15 | 500 МВт, в том числе: Зона 1 – 400 МВт,  Зона 2 - 100 МВт |
| 3 | Малые гидроэлектростанции | 16,71 | 15 | Без ограничений |
| 4 | Биогазовые установки | 32,23 | 15 | 50 МВт, в том числе: Зона 1 – 40 МВт,  Зона 2 – 10 МВт |
| 5 | Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии на основе казахстанского кремния | 70 | 15 | 37 МВт |
| 6 | Ветровые электростанции «Астана ЕХРО-2017» | 59,7 | 15 | 100 МВт |

*Примечание:*

*К Зоне 1 относятся – Акмолинская, Актюбинская, Алматинская, Восточно-Казахстанская, Жамбылская, Карагандинская, Кызылординская, Костанайская, Павлодарская, Северо-Казахстанская, Южно-Казахстанская области, города Астана и Алматы*

*К Зоне 2 относятся – Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области*

*Источник: Информационная система Юрист (Постановление Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 645 «Об утверждении фиксированных тарифов»)*

Индексация фиксированных тарифов будет осуществлять следующим образом:

* тарифы индексируются ежегодно на 1 октября, но подлежат применению с 1 января следующего года;
* тарифы индексируются на индекс потребительских цен, сформировавшийся за период 12 месяцев к дате индексации (октябрь к октябрю предыдущего года);
* индексируется сам фиксированный тариф без учета корректировки на курс долл. США.

Для внесения определенности и для снижения риска получить слишком большую долю ВИЭ в общем энергобалансе, определены лимиты на проекты ВИЭ до 2020 года как по видам, так и по зонам потребления, что позволит упорядочить процессы размещения объектов выделения земель и подключение к сетям. Так, планируется ограничить долю ВИЭ в общем энергобалансе страны до 3% к 2020 году. В соответствии с Планом мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы (ППРК № 43 от 25.01.2013г.) до конца 2020 года планируется ввести в эксплуатацию порядка 106 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 3 104,5 МВт, включая (см. Приложение 4):

* 34 ВЭС (1 787 МВт);
* 41 ГЭС (539 МВт);
* 28 СЭС (713,5 МВт);
* 3 биоэлектростанции (65 МВт).

Следует отметить, что в соответствии с пунктом 10 статьи 9 Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» государство предоставляет индивидуальному потребителю, работающего в автономном режиме в неэлектрифицированных населенных пунктах и (или) поселениях, где централизованное электроснабжение экономически нецелесообразно, адресную помощь в размере 50% от стоимости установок по использованию ВИЭ суммарной мощностью не более 5 КВт.

Анализ прогнозных балансов электроэнергии и мощности до 2030 года показывает, что избытка генерирующих мощностей до 2025 не ожидается. В связи с этим, создание открытого конкурентного рынка электрической энергии и мощности не представляется возможным. Согласно проекту Концепции дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике РК рынок электрической энергии в значительной степени будет зарегулирован по ценам и способам осуществления продажи/покупки электрической энергии и мощности, что даст возможность нивелировать имеющиеся проблемы рынка и в будущем при наличии возможности перейти к конкурентному рынку электрической энергии.

В рамках Единого экономического пространства между государствами-членами ЕЭП не позднее 1 июля 2019 года планируется заключить международный договор о создании общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза, который содержит, в том числе единые правила доступа к сетям.

### ПОРТФОЛИО ОСНОВНЫХ ИГРОКОВ РЫНКА

## **8.1. Основные производители электроэнергии**

Доминирующее положение по выработке электроэнергии на рынке в 2014 году занимали 7 ведущих электростанций Казахстана с соответствующими долями: АО «ЕЭК» (17,5%), ТОО «Экибастузская ГРЭС – 1» (15%), ТОО «МАЭК-Казатомпром» (5,4%), АО «Станция Экибастузская ГРЭС – 2» (5,1%), ГРЭС ТОО "Казахмыс Энерджи" (4,9%), АО «Алматинская ЭС» (4,3%), и ТОО "Караганда-Энергоцентр" (3,7%). Суммарная доля производства электроэнергии вышеуказанными электростанциями за 2014 год составила 52 519 млн КВт\*ч или 55,9% от общего производства электроэнергии в Республике Казахстан (см. Таблицу 25).

**Таблица 25. Выработка электроэнергии электрическими станциями РК**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | |
| **млн КВт\*ч** | **млн КВт\*ч** | **млн КВт\*ч** | **%** |
| АО "ЕЭК" | 1 4264 | 15 213 | 16 401 | 17,5 |
| ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" | 1 5164 | 13 491,8 | 14 096,2 | 15,0 |
| АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" | 6 134,2 | 6 280,1 | 4 754,9 | 5,1 |
| ГРЭС-2 ТОО "Казахмыс Энерджи" | 4 709,5 | 4 935,3 | 4 604,5 | 4,9 |
| АО «АлЭС» Алматинская ТЭЦ -1,2,3 | 4 011,5 | 4 029,5 | 4 040 | 4,3 |
| ТЭЦ-1,3 ТОО «Караганда-Энергоцентр» | 2 957,6 | 3 287,4 | 3 519,3 | 3,7 |
| ТОО «СевКазЭнерго» ППТЭЦ-2 | 2 410,2 | 2 603,1 | 2 732,7 | 2,9 |
| АО «Бухтарминская ГЭК» | 2 315,5 | 2 007 | 2 710 | 2,9 |
| ТОО «AES Шульбинская ГЭС» | 1 347,9 | 1 683,2 | 1 622 | 1,7 |
| АО «ЖГРЭС им. Батурова» | 1 377,9 | 1 594,6 | 2 520,5 | 2,7 |
| ТОО «AES УКГЭС» | 1 396,4 | 1 220,3 | 1 533,8 | 1,6 |
| АО «Астана-Энергия» | 2 405,8 | 2 405 | 2 365,9 | 2,5 |
| ТОО «МАЭК-Казатомпром» | 4 598,1 | 4 612,8 | 5 102,9 | 5,4 |
| АО «Актобе ТЭЦ» | 631,4 | 628,4 | 667,1 | 0,7 |
| АО «Атырауская ТЭЦ» | 1 677,1 | 1 693,4 | 1 751,8 | 1,9 |
| АО «3 – Энергоорталык» | 804,8 | 741,7 | 755,3 | 0,8 |
| прочие станции | 24 041,6 | 25 546 | 24 757,4 | 26,4 |
| Итого | **90 247,5** | **91 972,7** | **93 935,2** | **100** |

*Источник: предварительные данные АО «КОРЭМ»*

## **8.2. Электрические сети**

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, напряжением 0,4-1150 кВ, предназначенных для передачи и (или) распределения электрической энергии. Роль системообразующей сети в ЕЭС Республики Казахстан выполняет национальная электрическая сеть. Управление НЭС осуществляет АО «KEGOC».

По итогам 2014 г. на балансе АО «KEGOC» находится 308 линий электропередачи напряжением 35-1150 кВ, общая протяженность которых составляет 24 893,53 км и 77 электрических подстанций с установленной трансформаторной мощностью передачи в 36 244,5 МВА, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 1,03% (см. Таблицу 26).

**Таблица 26. Состояние линий электропередач**

**на конец 2014 года**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Линии электропередач | Протяженность линии (км) | Количество подстанций | Мощность (МВА\*) |
| 1 | ВЛ 1150 кВ | 1 421,23 | 3 | 9 384 |
| 2 | ВЛ 500 кВ | 6 804,74 | 17 | 15 446 |
| 3 | ВЛ 330 кВ | 1 759,48 | - | - |
| 4 | ВЛ 220 кВ | 14 511,11 | 54 | 11 386 |
| 5 | ВЛ 110 кВ | 352,84 | 1 | 5 |
| 6 | ВЛ 35 кВ | 44,13 | 2 | 23 |
|  | **Всего** | **24 893,53** | **77** | **36 244,55** |

\*МВА – мегавольтампер, единица измерения мощности трансформаторов электрического тока

*Источник: АО “KEGOC”*

При этом электрические сети регионального уровня обеспечивают электрические связи внутри регионов, а также передачу электрической энергии розничным потребителям. Электрические сети регионального уровня находятся на балансе и эксплуатации региональных электросетевых компаний.

Распределением электроэнергии занимаются 20 РЭК и около 150 малых передающих компаний, которые контролируют электрические сети регионального уровня напряжением 0,4 – 220 кВ. Снабжение электроэнергией потребителей осуществляется 180 энергоснабжающими организациями.

В рамках сложившейся структуры собственности в сегменте распределения и передачи электроэнергии, часть сетей напряжением 200 кВ принадлежат РЭК, что усложняет оптимизацию работы ЕЭС Казахстана и ее развитие. Кроме того, большое количество энергопередающих компаний ведет к высоким удельным затратам на услуги по передаче электроэнергии ввиду неиспользования эффекта от масштаба при распределении расходов на обслуживание электрических сетей и накладных расходов.

В 2014 году в электрических сетях АО «KEGOC» произошло 279 аварийных отключений, в 164 случаях устойчивая работа сети сохранена успешным действием устройств автоматического повторного включения (далее - АПВ), в 115 случаях произошло отключение с неуспешным АПВ. Общее количество аварийных отключений в сравнении с 2013 годом снизилось на 19%, количество отключений с успешным АПВ уменьшилось на 18 %, количество отключений с неуспешным АПВ - на 21 %.

Учтено 61 технологическое нарушение – отказы II степени, аварий и отказов I степени не было. Общее количество технологических нарушений в сравнении с 2013 годом снизилось на 5 %. Суммарный недоотпуск электроэнергии в 2014 году снизился на 28 % и составил 315,0 тыс. КВт\*ч, против 436,3 тыс. КВт\*ч в 2013 году.

Технологические нарушения по организационным причинам распределились следующим образом:

* неудовлетворительная организация эксплуатации 4,9%;
* дефекты проектирования 1,6%;
* дефекты конструкции и изготовления 13,1%;
* дефекты монтажа и строительства 6,5%;
* воздействие стихийных явлений 45,8%;
* воздействие посторонних лиц и организаций 16,6%;
* неклассифицированные причины 11,5%.

Высокий износ электросетевых активов является основной проблемой сектора передачи и распределения электроэнергии. На начало 2013 года уровень износа электрических сетей в Казахстане составил около 57%. Потери электрической энергии в магистральных электрических сетях несколько выше, чем в развитых странах, для которых характерны меньшие расстояния передачи электроэнергии и большая емкость рынка. Для Казахстана же свойственны протяженные сети между основными центрами потребления и генерации. Кроме того, для Республики Казахстан характерен резко континентальный климат, что неблагоприятно сказывается на потерях на корону в электрических сетях напряжением 220 кВ и выше (доля потерь на корону составляет 20-30% от общих потерь). В этой связи, с учетом обозначенных объективных факторов, нормативные технические потери в национальной электрической сети порядка 6-7% являются практически оптимальными.

АО «KEGOC» с целью повышения эффективности функционирования рынка электроэнергии, обеспечения устойчивого долгосрочного развития экономики Казахстана на длительную перспективу, обеспечения эффективной устойчивой работы электрооборудования в условиях рынка, повышения надежности и качества электроснабжения потребителей, повышения технической и экологической безопасности высоковольтного оборудования, снижения эксплуатационных затрат на обслуживание и ремонт оборудования, повышения технического уровня и обеспечения надежности работы НЭС Казахстана реализуется проект «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, II этап» (замена устаревшего оборудования подстанций).

Энергопотребление АО «KEGOC» складывается из двух составляющих: технологического расхода электроэнергии (потерь) на передачу, составляющего основную долю энергопотребления, и потребления на хозяйственные нужды.

Наибольший эффект с точки зрения энергосбережения дают мероприятия по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям.

При этом необходимо иметь в виду, что технологические потери электроэнергии - это потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящие при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Соответственно, основной целью планирования и внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях является доведение фактического значения технических потерь электроэнергии до их оптимального уровня.

В целях обеспечения сбалансированного и устойчивого развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан с учетом стратегических интересов государства, которые должны учитывать потребность в обеспечении дальнейшего экономического роста, повышения качества жизни населения и укрепления энергетической безопасности страны, АО «KEGOC» планирует к реализации в перспективе следующие проекты:

* «Выдача мощности Балхашской ТЭС», необходимый для обеспечения выдачи мощности Балхашской ТЭС (1320 МВт);
* «Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана», реализация которого позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Западной зоны ЕЭС Казахстана, а также объединит Западную зону с ЕЭС Казахстана по территории республики;
* «Строительство линий 220 кВ Уральск-Атырау и Кульсары-Тенгиз» (625 км) для усиления электрических связей между областями Западной зоны Казахстана;
* «Выдача мощности Торгайской ТЭС» для обеспечения выдачи мощности, планируемой к строительству базовой электростанции Торгайской ТЭС;
* «Реабилитация НЭС», реализация которого позволит восстановить технические характеристики и продлить срок эксплуатации линий электропередачи.

### ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ

Рынок электрической энергии состоит из двух уровней: оптового (см. Рисунок 7) и розничного рынков электрической энергии, при этом рынок тепловой энергии состоит из одного уровня — розничного рынка.

Системный оператор, региональные электросетевые компании и иные организации, владеющие электрическими сетями, обеспечивают свободный доступ к рынку электрической энергии всех участников в порядке, установленном государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и на регулируемых рынках.

Отношения, возникающие при производстве, передаче и потреблении на рынке электрической или тепловой энергии, регулируются в электроэнергетике соответствующими договорами.

Оператор рынка централизованной торговли электроэнергией – АО «КОРЭМ» ответственен за организацию функционирования рынка централизованной торговли. Рынок централизованной торговли функционирует в целях обеспечения открытого, недискриминационного доступа субъектов на рынок электрической энергии и формирования объективного индикатора текущей рыночной цены электрической энергии.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» в 2013 году АО «KEGOC» было создано ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее - РФЦ). Основным видом деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ» является осуществление централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

На розничном рынке электроэнергии энергопроизводящие и энергоснабжающие организации осуществляют продажу электрической энергии розничным потребителям.

**Рисунок 7. Модель действующего оптового рынка электрической энергии в Казахстане**



*Источник: АО «KEGOC»*

На рынок децентрализованной торговли электроэнергией, на котором субъектами рынка совершаются двухсторонние прямые сделки купли – продажи электрической энергии, приходится порядка 90% сделок купли – продажи.

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Энергетическая отрасль Казахстана характеризуется следующими факторами:

* высокая концентрация энергетики (90% тепловые станции) создающая предпосылки диверсификации энергомощностей;
* функционирование рынка сбыта квот на выбросы оксида углерода – стимулирование к использованию чистых технологий;
* неравномерность распределения генерирующих мощностей (47 %) установленной мощности ЕЭС Казахстана сконцентрировано в Павлодарской области);
* высокое загрязнение окружающей среды;
* наличие значительного потенциала возобновляемой энергии (свыше 1,0 трлн кВт\*ч), 90% которого приходится на ветроэнергетику;
* сформирована нормативно-правовая база по стимулированию развития ВИЭ в Казахстане;
* использование дешевого угля (около 91% от общего объема производства в 2014 г.) и наличие значительных запасов топливно-энергетических ресурсов (более 100 лет);
* высокая энергоемкость промышленности Казахстана, чувствительная к росту цен;
* дефицит маневренной генерирующей мощности (газотурбинные, гидростанции) – ограничение подключения переменных источников (ВИЭ)
* высокая степень изношенности электрических сетей региональных электросетевых компаний (~ 57-60 %);
* нестабильность генерации электричества, негативно сказывающаяся на энергетическую безопасность отрасли;
* значительная выработка паркового ресурса генерирующего оборудования, что ограничивает возможность производства электроэнергии действующими электростанциями (на ТЭС национального значения остаточный парковый ресурс составляет от 18-30 %);
* необходимость передачи электроэнергии на большие расстояния приводят к значительным потерям в электрических сетях (9 % в объеме израсходованной электроэнергии в РК за 2013 г.) – обуславливают необходимость развития энергетики вблизи зон потребления;
* зависимость Западной зоны ЕЭС Казахстана (Западно-Казахстанская, Атырауская области) от поставок электроэнергии из России в связи с отсутствием электрических связей с ЕЭС Казахстана;
* сетевая инфраструктура энергетической отрасли не в полной мере готова обеспечить подключение новых объектов ВИЭ, что создает риск подключения;
* в законодательстве по ВИЭ не урегулирован момент заключения договора на продажу электроэнергии с РФЦ;
* гидроэнергетика традиционно считается целесообразной технологией. Вместе с тем, необходимо учесть, что в регионе формируются предпосылки нехватки водных ресурсов и по прогнозам к 2040 году (-12,2 куб. км) республика может столкнуться с существенным дефицитом водных ресурсов в объеме 50% от потребности.
* необходимо развивать механизмы, способствующие интеграции переменных ВИЭ путем увеличения гибкости энергетической системы: гибкая электростанция, сетевая инфраструктура, хранение электричества и технологии со стороны потребления.

На текущий момент ряд отраслевые рисков реализации проектов ВИЭ (за исключением гидроэнергетики) в Казахстане:

* среднесрочная и долгосрочная финансовая устойчивость РФЦ, осуществляющего закупки электричества от объектов ВИЭ;
* валютные риски, связанные с тем, что тарифы номинированы в национальной валюте;
* возможность балансирования производства и потребления электроэнергии при подключении объектов ВИЭ к энергосети;
* ежегодная индексация тарифов и порядок определения тарифов;
* отрицательное отклонение фактического от прогнозного КПД в силу отсутствия практики использования объектов ВИЭ в промышленных масштабах.

Согласно утвержденной Правительством Концепции развития топливно-энергетического сектора до 2030 года:

* для удовлетворения растущей потребности в электричестве, связанной с экономическим ростом, основной акцент сделан на расширение мощностей традиционных источников (уголь, газ) и гидроэнергетики;
* ожидается существенный дефицит энергомощностей в Южной зоне Казахстана, который по плану Правительства, будет компенсироваться за счет введения новых тепловых и гидроэнергетических мощностей в Южной зоне, а также за счет перетока электричества из Северной зоны. При этом в Северной зоне ожидается избыток энергомощностей в 2 раза превышающий дефицит Южной зоны.
* в плане Правительства установлены целевые значения для генерации электричества объектами ВЭС и СЭС на уровне 3% в 2020 г и 10% в 2030 г., (в проекте новой Концепции (неутвержденной) данные значения увеличены до 24% и 35% соответственно). Однако вопрос возможности энергосети Казахстана к безопасному подключению объектов ВЭС и СЭС для генерации электроэнергии в размерах превышающих 3% остается открытым и требует позиции КЕГОК. При этом, по сведениям IEA, с технической точки зрения подключение ВИЭ на уровне 5-10% не является сложным. Превышение этих значений требует соответствующего преобразования энергосети.

## **Приложение**

**Баланс мощности Северной зоны на период до 2030 г., МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Прогноз | | | | | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| 1. | Максимальная потребляемая электрическая мощность | 9790 | 10360 | 10630 | 10900 | 11170 | 11430 | 11700 | 12910 | 14640 |
| 2. | Необходимый резерв мощности | 829 | 970 | 1001 | 1001 | 1004 | 1007 | 1032 | 1065 | 1099 |
| 3. | Генерация | 12773 | 13218 | 14523 | 14572 | 14691 | 14816 | 15856 | 16823 | 18598 |
| 4. | Дефицит (+) Избыток (-) | -2155 | -1889 | -2893 | -2672 | -2518 | -2379 | -3125 | -2848 | -2859 |
| 5. | Перетоки в Южную зону | 1269 | 1350 | 1350 | 1350 | 1558 | 1064 | 1172 | 2035 | 2300 |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

**Ввод мощностей в Северной зоне на период до 2030 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
| 1 | ТЭЦ - 2 АО «Астана-Энергия» 240 МВт расширение |  | 120 | 120 |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Экибастузская ГРЭС - 1 (блок № 1,2) 1000 МВт | 500 |  | 500 |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Экибастузская ГРЭС-2 расширение 1290 МВт |  |  | 630 |  |  |  |  | 660 |  |
| 4 | ТЭЦ-3 Астана 240МВт |  |  |  |  | 120 | 120 |  |  |  |
| 5 | ТЭЦ в г. Кокшетау 180 МВт |  |  |  |  |  |  | 180 |  |  |
| 6 | ГТУ Актобе ТЭЦ расширение 50 МВт |  | 50 |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 | ЖГТЭС-56 расширение 48 МВт |  | 48 |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 | ПГУ РБЗ 40 МВт |  | 40 |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 | Семипалатинская ТЭЦ-3 250 МВт |  |  |  |  |  |  | 250 |  |  |
| 10 | Усть-Каменогорская ТЭЦ расширение 103 МВт |  | 103 |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 | Карагандинская ТЭЦ - 4 330 МВт |  |  |  |  |  |  | 330 |  |  |
| 12 | ТЭЦ-3 ТОО «Караганды – Энергоцентр» расшир. 150 МВт | 150 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 | Тургайская ТЭС 1320 МВт |  |  |  |  |  |  |  | 1320 |  |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

**Баланс мощности Западной зоны на период до 2030 г., МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Прогноз | | | | | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| 1 | Максимальная электрическая нагрузка | 1580 | 1760 | 1840 | 1920 | 2000 | 2090 | 2180 | 2530 | 2920 |
| 2 | Необходимый резерв мощности | 184 | 214 | 221 | 232 | 237 | 244 | 249 | 389 | 387 |
| 3 | Генерация | 1830 | 2183 | 2246 | 2416 | 2381 | 2381 | 2351 | 3555 | 3470 |
| 4 | Дефицит (+)/ Избыток(-) | -66 | -209 | -185 | -264 | -144 | -47 | 79 | -636 | -163 |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

**Ввод мощностей в Западной зоне на период до 2030 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
| 1 | ГТЭС газохимического комплекса 140 МВт |  | 140 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | ГТЭС ГСУ ИГХК 50 МВт |  | 50 |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | ЭС «Кашаган» Agip KCO расширение 150 МВт |  | 150 |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 | АО «Атырауская ТЭЦ» расширение 185 МВт |  | 185 |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | ТЭЦ АО «АНПЗ» расширение 12 МВт | 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 | ГТЭС в г. Уральск 150 МВт |  |  |  | 75 |  |  |  | 75 |  |
| 7 | ГТЭС в г. Уральск 200 МВт |  | 100 |  | 100 |  |  |  |  |  |
| 8 | ГТЭС Каламкас 90 МВт |  | 90 |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 | ТЭЦ в г. Жанаозен 12 МВт | 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 | ПГУ 250 МВт |  |  |  |  |  |  |  | 250 |  |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

**Баланс мощности Южной зоны на период до 2030 г., МВт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Прогноз | | | | | | | | |
| **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| 1 | Максимальная электрическая нагрузка | 3630 | 3880 | 4030 | 4180 | 4330 | 4480 | 4620 | 5060 | 6040 |
| 2 | Необходимый резерв мощности | 361 | 383 | 396 | 408 | 750 | 767 | 768 | 756 | 762 |
| 3 | Генерация | 2722 | 2821 | 2852 | 2861 | 3522 | 4182 | 4215 | 3780 | 4032 |
| 4 | Дефицит (+)/Избыток(-) | 1269 | 1442 | 1574 | 1727 | 1558 | 1064 | 1172 | 2035 | 2770 |
| 5 | Перетоки из Северной зоны | 1269 | 1350 | 1350 | 1350 | 1558 | 1064 | 1172 | 2035 | 2300 |
| 6 | Перетоки из Центральной Азии | 0 | 92 | 224 | 377 | 0 | 0 | 0 | 0 | 470 |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

**Ввод мощностей в Южной зоне на период до 2030 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
| 1 | Балхашская ТЭС 1320 МВт |  |  |  |  | 660 | 660 |  |  |  |
| 2 | Кербулакская ГЭС 33 МВт |  |  |  |  |  |  | 33 |  |  |
| 3 | ГЭС 19 - 22 на р. Шелек 60,8 МВт | 14 | 14 | 13 | 17 |  |  |  |  |  |
| 4 | ГЭС - 29 на р. Шелек 34,8 МВт | 35 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | Рудничные ГЭС – 1,2 на р. Коксу 42 МВт |  | 19 | 23 |  |  |  |  |  |  |
| 6 | ГЭС Кызылбулак на р. Коксу 53 МВт |  |  |  |  |  |  | 53 |  |  |
| 7 | ПСУ завода «СКЗ - U» 18 МВт | 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 | Каскад Меркенских ГЭС 5 - 7 17,63 МВт |  | 18 |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 | ГТЭС - Кенлык 87 МВт |  | 87 |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 | ТЭЦ - 3 г. Шымкент расширение 50 МВт | 50 |  |  |  |  |  |  |  |  |

*Источник: Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года*

*Примечание:*

*- строительство второй очереди Балхашской ТЭС в период 2020–2030 годов не рассматривалось;*

*- в утвержденном балансе не рассматривалось строительство АЭС в Южной зоне. В случае строительства АЭС в Южной зоне:*

*1) транзит Север-Юг будет в некоторой мере разгружен: это даст дополнительную возможность передачи избытка мощностей Северной зоны в Южную зону. У юга Казахстана тогда появятся возможности для еще большего экономического развития;*

*2) некоторые мощности Северной зоны можно будет продавать в Российскую Федерацию.*

Данное маркетинговое исследование было подготовлен исключительно в целях информации. Содержащаяся в настоящем маркетинговом исследовании информация была получена из источников, которые, по мнению Исполнителя, являются надежными, однако не гарантирует точности и полноты информации для любых целей. Информация, представленная в данном отчете, не должна быть истолкована, прямо или косвенно, как информация, содержащая рекомендации по инвестициям. Все мнения и оценки, содержащиеся в настоящем материале, отражают мнение авторов, полученных на основании анализа источников на день публикации и подлежат изменению без предупреждения. Исполнитель не несет ответственность за какие-либо убытки или ущерб, возникшие в результате использования любой третьей стороной информации, содержащейся в настоящем отчете, включая опубликованные мнения или заключения, а также за последствия, вызванные неполнотой представленной информации. Информация, представленная в настоящем маркетинговом исследовании, получена из открытых источников (т.е. не является коммерческой тайной), либо предоставлена упомянутыми в отчете компаниями и государственными учреждениями. Дополнительная информация предоставляется по запросу. Данное маркетинговое исследование или любая его часть может распространяться и тиражироваться любыми способами только при обязательной ссылки на Исполнителя.

Тел.: +7 (700)

Email: @gmail.com