Центр по внедрению новых экологически безопасных технологий

CINEST

Калмыков Д.Е.

Маликова А.Д.

ЗАГНАННЫЕ В УГОЛЬ

ОБЗОР

УГЛЕДОБЫЧА И УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИЯ В КАЗАХСТАНЕ.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Караганда, 2017

Содержание

Содержание....2
Список аббревиатур и сокращений....4
Список таблиц....4
Список диаграмм....4
Список рисунков....5
Список единиц измерения....5
Введение....6
1. Обзор текущего состояния угольной промышленности....7
1.1. Добыча, производство угля....7
1.2. Потребление внутри страны....11
1.3. Экспорт....12
1.4. Инвестиции в угледобычу и углепереработку....14
2. Обзор текущего состояния энергетической промышленности....17
2.1. Электрическая энергия....17
2.1.1. Производство электроэнергии....18
2.1.2. Потребление электроэнергии....23
2.1.3. Импорт и экспорт электроэнергии....24
2.1.4. Электрические сети....25
2.1.5. Энергетический рынок....27
2.2. Тепловая энергия....28
3. Тенденции и динамика изменений в производстве и потреблении угля на внутреннем и внешнем рынках Казахстана в течение последних 10 лет....31
3.1. Угольная промышленность....31
3.2. Энергетическая отрасль....34
4. Влияние угледобывающей промышленности и потребления угля на окружающую среду в Казахстане....45
5. Стратегические планы и перспективы потребления угля. Факторы влияния....51
5.1. Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства»....51
5.2. Концепция по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира....52
5.3. Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»....53
5.4. Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 года....53
5.5. Стратегический план Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014 – 2018 годы 54
5.6. Долгосрочная Стратегия развития АО «Самрук-Энерго» на 2015-2025 годы....58
5.7. Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы.59
6. Общественное мнение и мнение экспертного сообщества....62

7. Барьеры для замены угля на другие источники выработки электроэнергии, а также меры, необходимые для снижения потребления угля 65

Список использованных источников 67

Приложение 1. Прогнозный баланс электроэнергии Казахстана на 2010 - 2014 гг.....69

Список аббревиатур и сокращений

АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВЛ	Высоковольтная линия электропередач
ГЭС	Гидроэлектростанция
ЕС	Европейский союз
ЕЭС	единая электроэнергетическая система
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
КНР	Китайская народная республика
МАЭК	Мангистауский атомный энергокомбинат
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
НЭС	Национальная энергетическая сеть
ПС	Электрическая подстанция
РК	Республика Казахстан
РФ	Российская федерация
РЭК	Районная электрораспределительная компания
СУВГ	сжиженный углеводородный газ
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль

Список таблиц

Таблица 1.1 – Качество запасов угля по месторождениям....8
Таблица 2.1 – Потребление электроэнергии в различных региональных энергообъединениях Казахстана (млн. кВт*ч)....18
Таблица 3.1 – Прогноз основных параметров энергетической отрасли Казахстана....43
Таблица 3.2 – Баланс мощности ЕЭС Казахстана в 2017-2030 гг. 43
Таблица 4.1 – Действующие нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами ЕС для существующих электростанций, мг/м^3....46
Таблица 4.2 – Среднее содержание ртути в углях Центрального Казахстана....47
Таблица 4.3 – Выброс тяжелых металлов с золой при сжигании угля для производства электро- и теплоэнергии в Казахстане в 2015 году, тыс.тонн....47

Список диаграмм

Диаграмма 1.1 – Производство первичных энергоресурсов по странам, млн.т.н.э. 8
Диаграмма 1.2 – Доказанные запасы ископаемых энергоресурсов в Казахстане, млрд. т.н.э.....8
Диаграмма 1.3 – Производство первичных энергоресурсов в Казахстане по видам, млн.т.н.э. 10
Диаграмма 1.4 – Объемы доказанных запасов угля по странам, млрд.т.....10
Диаграмма 1.5 – Потребление первичных энергоресурсов в РК по видам, %....11
Диаграмма 1.6 – Распределение потребления первичных энергоресурсов по основным отраслям экономики....12
Диаграмма 1.7 – Страны – основные экспортеры казахстанского угля по результатам 2015 года ..13
Диаграмма 1.8 – Баланс ресурсов и распределения угля каменного, включая лигнит за период 2006-2015 гг., тыс.тонн....13
Диаграмма 3.1 – Динамика объемов добычи угля в стоимостном эквиваленте по отношению к объемам добычи угля (т.) за период 1990-2015 гг. 31
Диаграмма 3.2 – Количество действующих предприятий и производств, занятых в добыче угля за период 2011-2015 гг., ед. 32
Диаграмма 3.3 – Доля угля в общем объеме природных ресурсов за период 2011-2015 гг., ...32
Диаграмма 3.4 – Доля угля в составе экспорта за период 2011-2015 гг., %....33

Диаграмма 3.5 – Доля потребления угля на внутреннем рынке за период 2011-2015 гг., %.....33
Диаграмма 3.6 – Распределение угля на внутреннем рынке за период 2006-2015 гг., % 34
Диаграмма 3.7 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) и теплоэнергии (тыс.Гкал) за период 1990-2015 гг. 36
Диаграмма 3.8 –Производство и потребление электроэнергии за период 2006-2015 гг., млн.кВт*ч 36
Диаграмма 3.9 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) за период 2006-2015 гг. по видам электростанций.....37
Диаграмма 3.10 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) за период 2012-2015 гг. по ведущим электростанциям.....37
Диаграмма 3.11 – Общее конечное энергопотребление за период 2011-2015 гг., 1000 т.н.э.....38
Диаграмма 3.12 – Энергоемкость ВВП за период 2011-2015 гг., т.н.э. на тыс.долл.США в ценах 2000г. 38
Диаграмма 3.13 – Средний рост объемов электропотребления в год промышленностью Казахстана в разрезе областей за последние 10 лет.....39
Диаграмма 3.14 – Производство электроэнергии по зонам за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч. 39
Диаграмма 3.15 – Потребление электроэнергии по зонам за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч. 40
Диаграмма 3.16 – Баланс производства и потребления электроэнергии в Северной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч. 40
Диаграмма 3.17 – Баланс производства и потребления электроэнергии в Южной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч. 41
Диаграмма 3.18 – Баланс производства и потребления электроэнергии в Западной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч. 41
Диаграмма 3.19 – Импорт-экспорт электроэнергии за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.....42
Диаграмма 3.20 – Баланс теплоэнергии (тыс.Гкал) за период 2006-2015 гг. 42
Диаграмма 5-1. Стратегические планы АО «Самрук-Энерго» по увеличению реализации электроэнергии. 58
Диаграмма 5-2. Стратегические планы АО «Самрук-Энерго» по развитию ВИЭ. 58
Диаграмма 5-3. Рост добычи угля в АО «Самрук-Энерго» в период 2015-2025 гг. 59

Список рисунков

Рисунок 1.1 – Карта-схема расположения угольных бассейнов и угольных месторождений.....9
Рисунок 2.1 – Территориальное разделение Казахстана на энергозоны.....17
Рисунок 2.2 – Структура электроэнергетической отрасли Казахстана.....21
Рисунок 4.1 – Суммарный показатель загрязнения почв района расположения Карагандинской ТЭЦ-3 49
Рисунок 4.2 – Условные обозначения к карте загрязнения грунтов в районе расположения Карагандинской ТЭЦ-3..... **Помилка! Закладку не визначено.**

Список единиц измерения

Гкал	гигакалория
кВ	Киловольт
кВт.ч	Киловатт-час
т.н.э.	тонн нефтяного эквивалента
МВА	мегавольт-ампер

Введение

В настоящей работе дается первичный обзор открытых источников информации, описывающих состояние и перспективы развития угледобывающей и энергогенерирующих отраслей Казахстана в контексте их экологического влияния на состояние окружающей среды.

Рассматривается добыча и энергетическое использование угля в минувший период, настоящее время и в будущие периоды до 2050 года в соотвествии с существующими государственными, отраслевыми и ведомственными планами.

Несмотря на практически полное отсутствие доступной информации, предпринята также попытка оценить инвестиционный климат в сфере использования угля, в том числе с привлечением китайских инвестиций.

Проведена экспертная оценка сложившегося общественного и экспертного мнений относительно перспектив и вариантов использования угля в Казахстане.

Настоящий обзор не претендует на академическую полноту оценки ситуации и безупречность выводов. Обзор дает первичную картину, и может быть использован в качестве начального материала для более полных и разносторонних исследований.

Следует учесть, что приведенные в обзоре источники зачастую противоречат друг другу. В рамках настоящей работы не стояла задача определения степени достоверности обнаруженных и использованных данных. По мере возможности исползовались первоисточники информации – законодательные документы, официальные отчеты и документы. СМИ использовались в качестве источников информации при отсутствии других доступных источников.

Примечание: На обложке обзора представлена совмещенная с картой Казахстане диаграмма частоты встречаемости терминов, использованных в англоязычном тектсе Концепции по переходу Казахстана к Зеленой Экономике. Несмотря на то, что термин “coal: (уголь, *Engl.*) выглядит на этой карте небольшим(внизу справа карты), по сравнению с другими , более часто использованными терминами, - проведенный здесь обзор показывает, что уголь был, остается и в ближайшем будущем будет оставаться основным источником энергии в Казахстане.

1. Обзор текущего состояния угольной промышленности

1.1.Добыча, производство угля

По объему производства первичных энергоресурсов (млн.т.н.э.) Казахстан входит в двадцатку мировых лидеров – занимает 18 место в мире (диаграмма 1.1).[1]

В структуре извлекаемых природных энергоресурсов Казахстана основную долю составляют запасы угля (46%) и урана (30%), на углеводороды приходится в сумме до 25% (диаграмма 1.2), при этом наибольший объем экспорта в энергетическом эквиваленте приходится на уран (255,8 млн. т.н.э. или менее $2,5 млрд.), а в стоимостном – на нефть (79,2 млн. т.н.э. или $56,4 млрд.) (диаграмма 1.3). [2]

Казахстан входит в десятку стран, на территории которых находятся самые большие залежи угля в мире – занимает 8-е место в мире по подтвержденным запасам угля всех видов: от бурых до каменных (диаграмма 1.4). Доказанные запасы угля в Казахстане оцениваются в 34,2 млрд.т. (4% от общемирового объема), в том числе запасы бурых углей составляют – 62%, каменных углей – 38%. Казахстан ежегодно входит в 10 мировых лидеров по добыче угля (107,3 млн.т в 2015 г.).

Ресурсная база энергетического угля Казахстана характеризуется большим объемом, высокими показателями зольности и содержания серы. Коксующийся уголь характеризуется значительными разведанными запасами и достаточно высоким качеством.

Ввиду значительного объема неосвоенных запасов (Казахстан обеспечен углем более чем на 250 лет) в стране наблюдается низкая активность по геологоразведке угольных месторождений. На долю разрабатываемых и подготовленных к освоению месторождений приходится 62% запасов категорий $A+B+C_1$, из них 29% находится на балансе действующих предприятий. Как уже было сказано выше, подавляющая часть запасов углей заключена в месторождениях Центрального Казахстана, из которых промышленностью освоены Карагандинский, Экибастузский и Майкубенский угольные бассейны, Шубаркольское, Борлинское, Куу-Чекинское и Юбилейное (Каражыра) угольные месторождения. В Центральной части республики находится крупный Тургайский буроугольный бассейн, имеющий ряд крупных месторождений, пригодных для открытой отработки и перспективных для освоения.

В настоящее время в Казахстане добычу угля осуществляют 34 предприятия, наиболее крупные из которых: угольные разрезы «Богатырь» (ТОО «Богатырь Комир»), «Жалын» (ТОО «Сарыарка-ENERGY»), «Каражыра» (ТОО «Каражыра ЛТД»), «Кузнецкий» (ТОО «Разрез «Кузнецкий»), «Кумыскудукский» (АО «Горнорудная компания «Sat Komir»), «Шубарколь» (ENRC, ТНК «Казхром»); угольный департамент АО «АрселорМиттал Темиртау», Ассоциация предприятий угольной промышленности «Гефест».

Доля крупных производителей угля в Казахстане в совокупном объеме добычи по стране составляет около 98%. На долю частной компании ERG (Евразийская Группа) в совокупной добыче энергетического угля приходится порядка 30%, а на долю представляющего интересы государства АО «Самрук-Энерго» и частной компании «РУСАЛ» («Русский алюминий») – примерно по 20%. Почти весь коксующийся уголь добывается частной компанией ArcelorMittal (главным образом, для собственного использования). Уголь поставляется потребителям внутри страны и за ее пределы по сети железных дорог, которой управляет принадлежащая «Самрук-Казына» железнодорожная монополия АО «Казахстан Темир Жолы» (КТЖ).

---

[1] Национальные энергетические доклады, Ассоциация KAZENERGY
[2] Национальные энергетические доклады, Ассоциация KAZENERGY

Большая часть угля добывается открытым способом и имеет низкую себестоимость добычи, но ввиду высокой зольности и структурных особенностей угля – экспорт ограничен. В таблице 1.1 представлено качество запасов угля по месторождениям.

Таблица 1-1 – Качество запасов угля по месторождениям

Месторождения и бассейны	Средняя зольность по месторождению, %	Теплотворность, ккал/кг
Карагандинский бассейн	29,5	5200
в т.ч. коксующиеся	24,0	5700
Шубаркольское месторождение	8,0	5593
Куу-Чекинское месторождение	41,0	4260
Борлинское месторождение	46,0	3472
Экибастузский бассейн	42-44	3830-4060
Майкубенский бассейн	22,4	4057
Месторождение Юбилейное (Каражыра)	20,4	4438

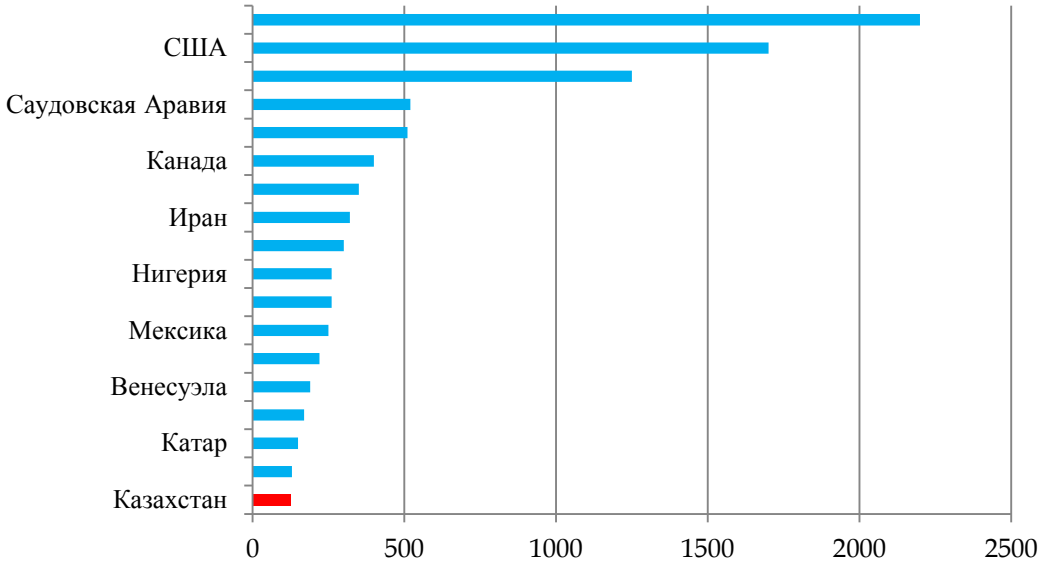


Диаграмма 1.1 – Производство первичных энергоресурсов по странам, млн.т.н.э.

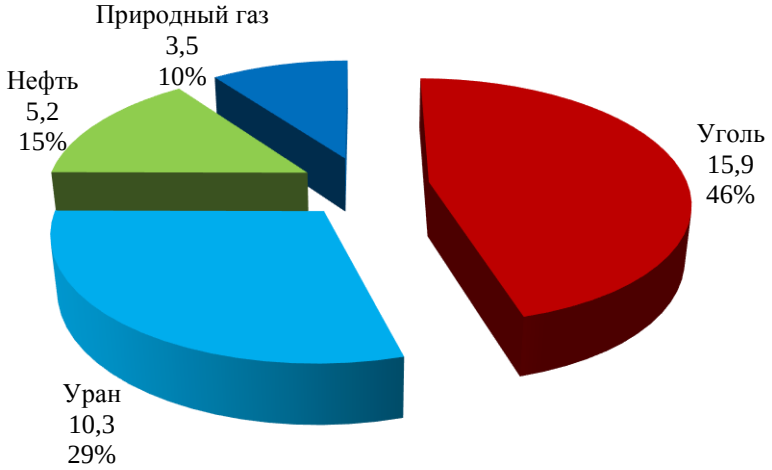


Диаграмма 1.2 – Доказанные запасы ископаемых энергоресурсов в Казахстане, млрд. т.н.э.

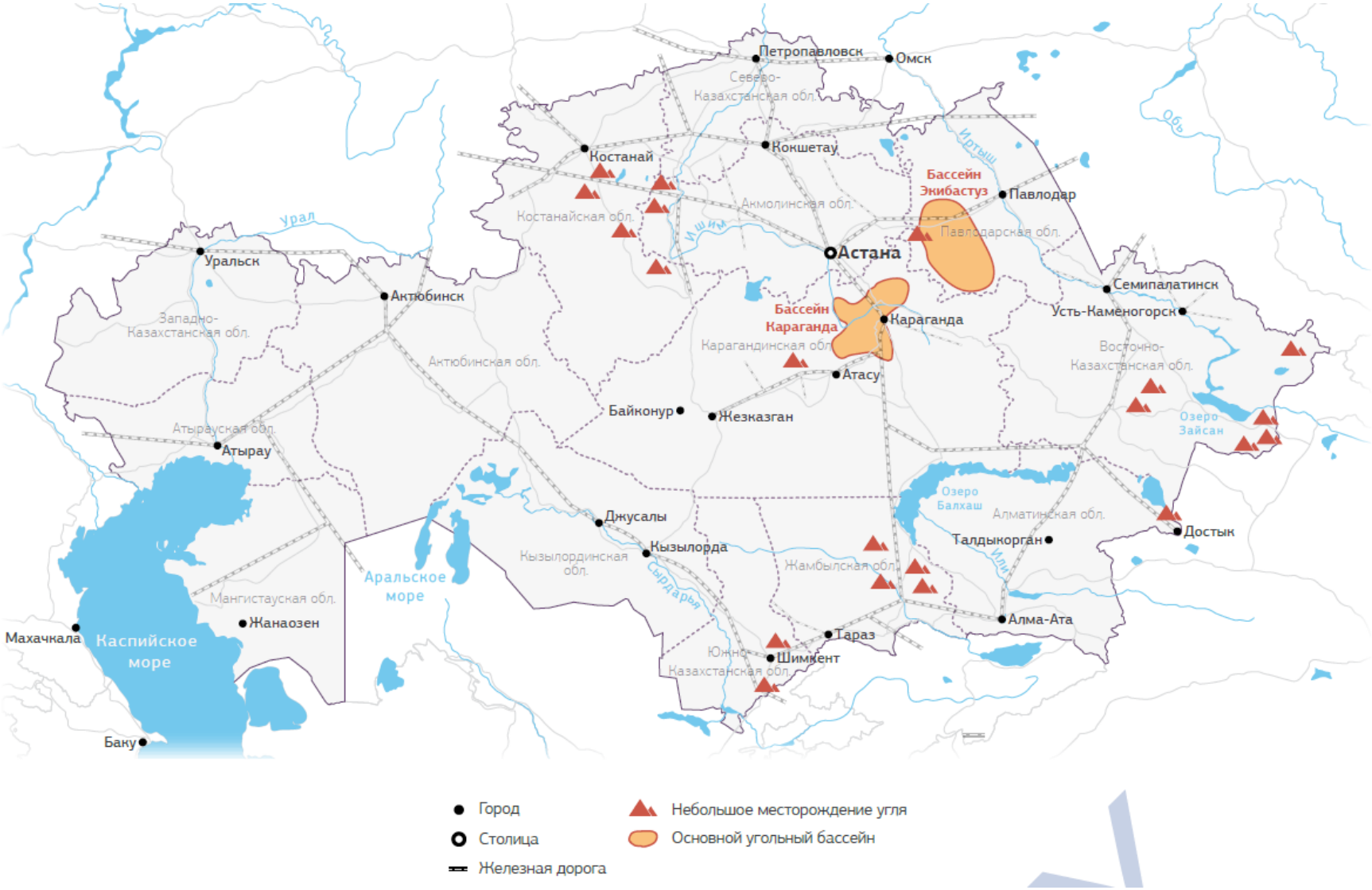


Рисунок 1.1 – Карта-схема расположения угольных бассейнов и угольных месторождений

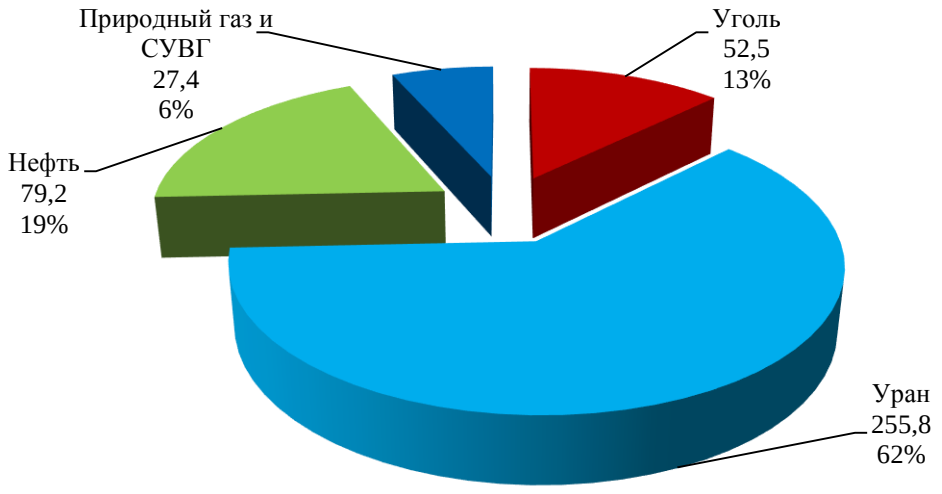


Диаграмма 1.3 – Производство первичных энергоресурсов в Казахстане по видам, млн.т.н.э.

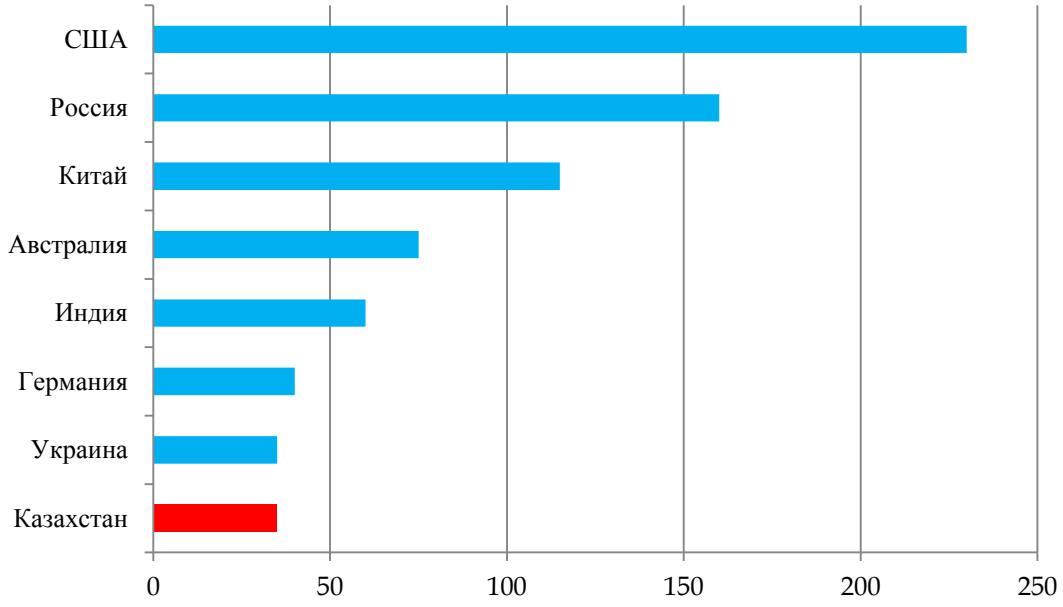


Диаграмма 1.4 – Объемы доказанных запасов угля по странам, млрд.т.

«В январе-мае 2017 года в республике добыто 45,1 млн тонн угля – это на 18,4% больше показателей за аналогичный период предыдущего года. В деньгах прирост еще больше: 122,2 млрд тенге против 77,3 млрд тенге за первые 5 месяцев 2016 года. Доля шахтеров в республиканском объеме промышленной продукции выросла с 1,1% до 1,4%.»[3]

Интересно, что наращивание добычи угля в Казахстане идет на фоне общемирового падения производства угля, - «Мировое производство угля сократилось на 6,2%, или 231

[3] https://365info.kz/2017/06/shahtery-zakrepilis-v-rossii-i-vyshli-na-rynki-evropy/

млн тонн, что является самым большим спадом в истории. Производство в Китае сократилось на 7,9%, или 140 млн тонн, что также является рекордным снижением. Производство в США сократилось на 19%, или 85 млн тонн.»[4]

1.2.Потребление внутри страны

По объему потребления первичных энергоресурсов Казахстан находится на 34 месте в мире.[5] Уголь является основным топливом экономики Казахстана – в настоящее время на его долю приходится более 50% объема потребления первичных энергоресурсов в стране (диаграмма 1.5). Объем потребления угля за 2015 год составил 33,3 млн.т.н.э.

Основными потребителями первичных энергоресурсов (в том числе угля) являются (в порядке убывания):

- энергетика – 47,71%;
- промышленность – 20,36%;
- транспорт – 16,24%;
- ЖКХ и население – 15,69% (диаграмма 1.6). [6]

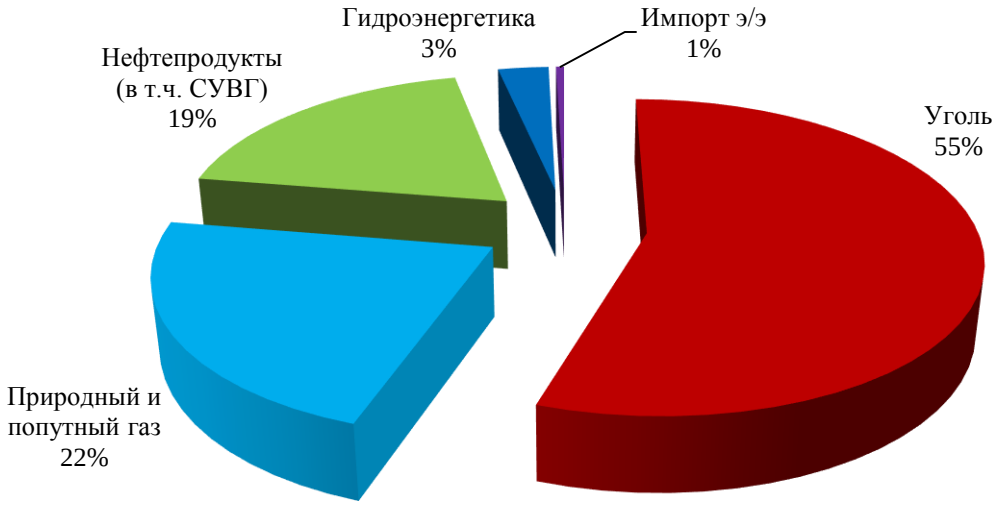


Диаграмма 1.5 – Потребление первичных энергоресурсов в РК по видам, %

[4] http://www.abctv.kz/ru/news/ugol-vozvrashaetsya-v-shahtu

[5] Источник: Национальный энергетический доклад KAZENERGY, ОЮЛ «KAZENERGY»

[6] Источник: Национальный энергетический доклад KAZENERGY, ОЮЛ «KAZENERGY»

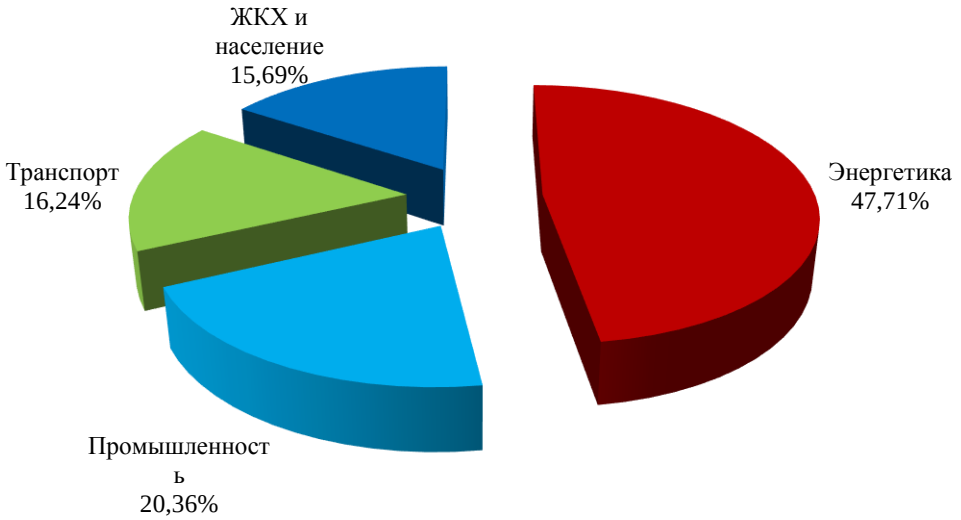


Диаграмма 1.6 – Распределение потребления первичных энергоресурсов по основным отраслям экономики

1.3.Экспорт

По официальным данным Казахстан поставляет на экспорт более 25% добываемого в стране угля. Согласно данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики, за 2015 год Казахстан экспортировал каменного угля в объеме почти 28 млн. т. на общую сумму $437 млн. (для сравнения, в 2014 году объем поставок составлял 26 млн. т.). Основу экспорта составляют высокозольные экибастузские угли, обогащение которых нерентабельно. Импорт в ЕС и КНР ограничен высокой стоимостью транспортировки. [7]

Наибольший объем угля в 2015 году был экспортирован в следующие страны (диаграмма 1.7):

1) Россия – в эту страну экспортировано более 21,5 млн. т. на сумму свыше $247,7 млн.; отмечается, что Россия является основным покупателем казахстанского угля уже не первый год; по информации Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», более 90% объемов экспорта угля в Россию приходятся на уголь из Экибастузского бассейна; главным образом, он поставляется на электростанции Урала; такая ситуация сложилась исторически, поскольку ряд электростанций, построенных в России, проектировались именно под сжигание угля из Экибастузского бассейна;
2) Финляндия – почти 3,3 млн.т. угля на $62 млн.;
3) Кыргызстан – 1,5 млн.т. угля на $40,3 млн.;
4) Украина – 0,8 млн.т. угля на $68 млн.;
5) Китай – 465,2 тыс. т. угля на $9,1 млн.;
6) Великобритания – 292,2 тыс. т. угля на $7 млн.;
7) Беларусь – 26,8 тыс. т. угля на $308 тыс.

[7] Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, http://www.stat.gov.kz

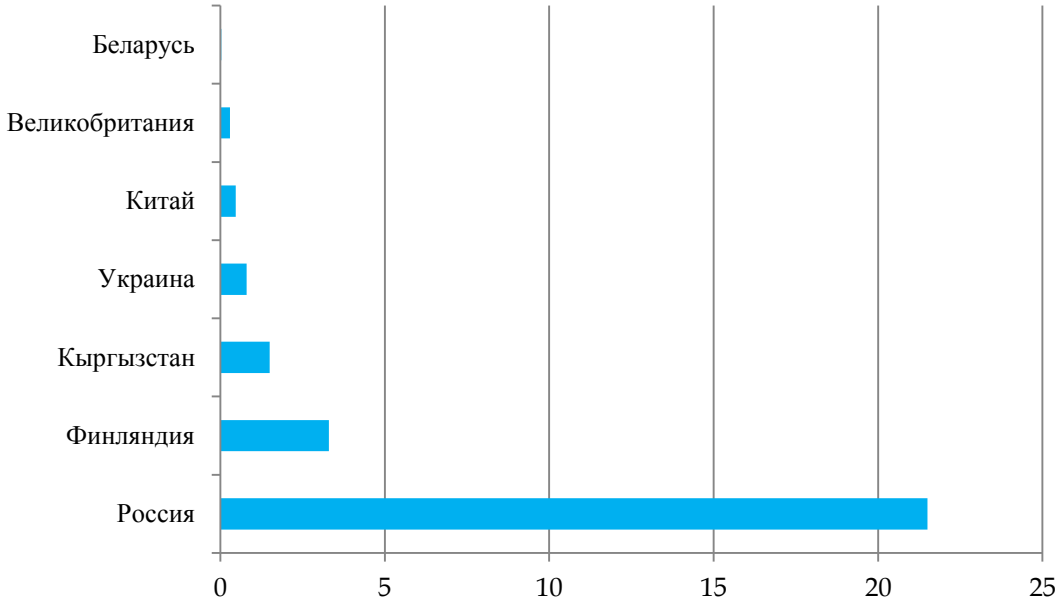


Диаграмма 11.7 – Страны – основные экспортеры казахстанского угля по результатам 2015 года

Баланс ресурсов и распрделения угля представлен на диаграмме 1.8, где видно, что в последние два года увеличилась доля импорта угля, а объем добычи угля, наоборот, уменьшился, .[8]

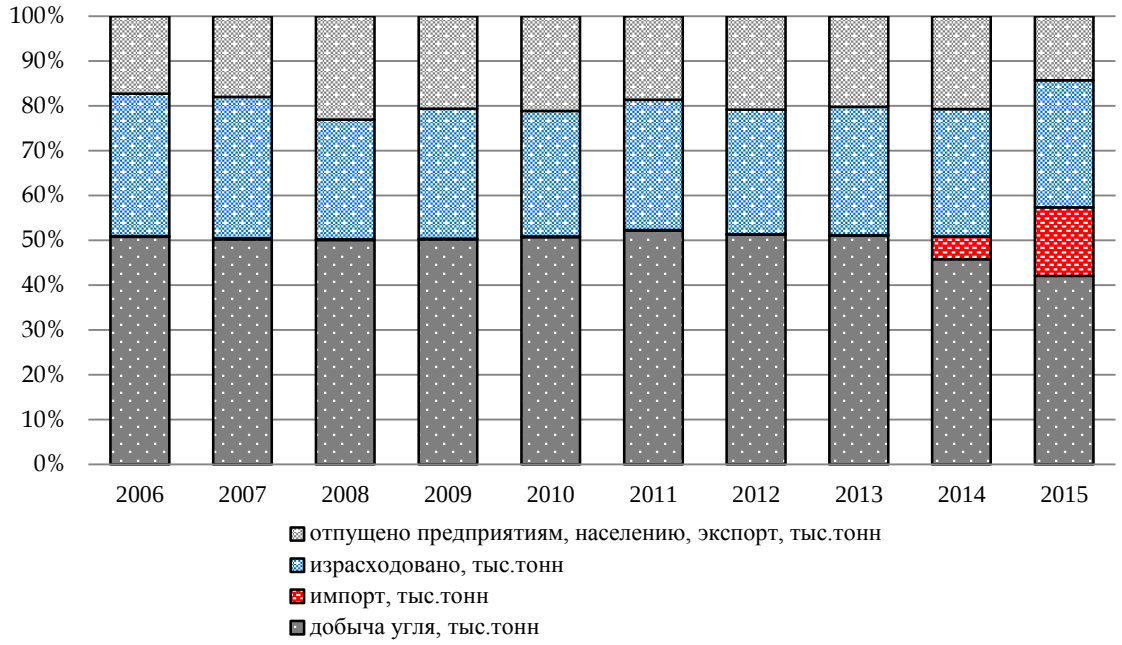


Диаграмма 1.8 – Баланс ресурсов и распределения угля каменного, включая лигнит за период 2006-2015 гг., тыс.тонн

«В январе-апреле 2017 года Казахстан экспортировал 9,3 млн тонн угля на общую сумму 186,4 млн. долларов. Прирост по сравнению с аналогичным периодом 2016 года значительный:

[8] Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, http://www.stat.gov.kz

физический объем отгрузки увеличился более чем на 20%, а в денежном эквиваленте объем продаж вырос в 2,3 раза.

Во многом это связано с выходом на новые рынки. Экспорт угля в Швейцарию за 4 месяца составил 19,9 млн. долларов, на Кипр – 4,7 млн. В 2,2 раза увеличились продажи в Финляндию: общий объем экспорта вырос с 8,3 до 18,5 млн. долларов»[9].

Диаграмма 1.9 – Экспорт угля в январе-апреле 2017 г.

1.4.Инвестиции в угледобычу и углепереработку

Оценить реальную ситуацию с инвестированием, в том числе иностранным инвестированием в угольную отрасль представляется затруднительным, так как нами не были обнаружены в открытом доступе документы-первоисточники, подтверждающие фактически осуществленные инвестиции. В настоящем обзоре приведена информация, обнаруженная в различных СМИ и касающаяся планов по осуществлению различных инвестиционных проектов. Степень реализации таких планов согласно открытых источниоков выяснить не удалось.

В СМИ упоминается соглашение о реализации проекта комплексной переработки угля с участием АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг», China Kingho Energy Group,

[9] https://365info.kz/2017/06/shahtery-zakrepilis-v-rossii-i-vyshli-na-rynki-evropy/

ТОО «СП Арбат»[10,11] (АО «Шубарколь Премиум»[12]) и ТОО «Разрез «Кузнецкий», подписанное с целью развития современной углехимической промышленности в Казахстане и предполагающее создание производства дизельного топлива, синтетического природного газа и др. нефтехимической продукции[13]. «ТОО «СП Арбат» представило проект «Строительство завода по производству углехимических продуктов и разреза по добыче угля в Нуринском районе». По сведениям компании, стоимость проекта составляет 57 млрд. тенге, проектная мощность 3-4 млн. тонн угля и 300 тысяч тонн полукокса в год. Планируется создать порядка двух тысяч рабочих мест. Продукция будет поставляться как отечественным потребителям, так и в страны ближнего и дальнего зарубежья»[14].

По условиям упомянутого соглашения для реализации проекта стороны намеревались создать компанию, которая будет заниматься инвестированием, проектированием, строительством, эксплуатацией вышеуказанного производства.

Кроме того, обнаружена информация о создании в 2015 г. совместного предприятия - ТОО «Karagandy CCI», согласно договора между АО "КазМунайГаз - Переработка и Маркетинг" и корпорация "Цинхуа" (China Kingho Energy Group)[15]. Совместное казахстанско-китайское предприятие ТОО «Karagandy CCI»[16] в 2015 г. планировало перерабатывать 2,5 млн тонн угля и производить порядка 500 тыс. тонн жидкого синтетического топлива в год, сообщили агентству "Интерфакс-Казахстан" в пресс-службе АО "КазМунайГаз - Переработка и Маркетинг" (КМГ-ПМ)[15].

В 2017 г. новости о ТОО «Karagandy CCI» продолжают появляться с похожими формулировками в будущем времени, - «казахстанское ТОО KaragandyCCI совместно с китайской компанией China Kingho Energy Group планируют построить в регионе комплекс по переработке угля»[17]. Степень реализации упомянутых планов выяснить не удалось – согласно сообщениям СМИ «Технико-экономические показатели пока неизвестны – их еще не просчитали, так как проекты находятся на стадий получения документации».

Использование угольных ресурсов упоминается также в Соглашении о стратегическом сотрудничестве между АО «Самрук-Қазына» и Государственной электросетевой корпорацией Китая, которое предусматривает в том числе «строительство электросетевой инфраструктур, разведку и освоения новых энергоресурсов», «создание электрических связей между Китаем и Казахстаном и принципам параллельной работы;

- строительства крупных угольных тепловых электрических станций (ТЭС) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на территории Казахстана;

---

[10] Инвесторы - Республика Казахстан, - ТОО «Vostok Development» - 67% уставного капитала, ТОО «SNB Energy» - 33%, http://geology.gov.kz/ru/presstsentr/informatsiya/nedropolzovateli-respubliki-kazakhstan/item/too-sp-arbat

[11] ТОО «СП Арбат» в 2016 г. переименовано в АО «Шубарколь Премиум», https://dfo.kz/ru/DfoObjects/objects/teaser-view/13854133?OptionName=ExtraData

[12]МИР РК, https://i5.memst.kz/content/detail.php?ELEMENT_ID=3311

[13] https://kapital.kz/economic/35907/kazahstan-i-kitaj-podpisali-soglashenij-na-14-mlrd.html 15-12-2014

[14] В Карагандинской области реализуется проект по разведке и добыче метана из угольных пластов http://www.inform.kz/ru/v-karagandinskoy-oblasti-realizuetsya-proekt-po-razvedke-i-dobyche-metana-iz-ugol-nyh-plastov_a2676217

[15] https://www.pnhz.kz/press_center/news/?ELEMENT_ID=961

[16] http://businessnavigator.kz/ru/branch/TOO_KARAGANDY_CCI_KARAGANDY_SISIAY_2974/

[17] «Новый комплекс по переработке угля построят в Карагандинской области», http://www.nv.kz/2017/06/26/159921/

- организации поставок электроэнергии из Казахстана в Китай;

- транзита электроэнергии через территорию Китая в третьи страны;

- применения передовых технологий передачи электроэнергии ультравысокого напряжения постоянного тока;

- задействования угольных, ветровых и солнечных ресурсов в Казахстане.

Кроме того, в рамках достигнутых договоренностей планируется осуществлять обмен технологиями в области электросилового оборудования и изучать возможности совместного производства электросилового оборудования в Казахстане.

Председатель правления ТОО СП «Тау Голд Коппер» Евгений Ионин относительно необходимости создания консорциума предприятий, заинтересованных в развитии углехимии в Казахстане, заявлял, что «сейчас очень много чешских, китайских, российских инвесторов, они с утра до вечера ходят в министерстве по инвестициям и развитию, а мы к этому пулу знаем, как подступиться, мы этих инвесторов знаем в лицо, они давно здесь работают, у них куча здесь аналитических агентств». «Мы хотим зарегулировать этот рынок углехимии, …чтобы, начиная с 15 января 2017 года, на нем можно было продавать свои технологии…, а с 15 января 2018 года он [консорциум] будет продавать их на бирже, потому что мы этот консорциум выводим на IPO на гонконгский. И там партнеры, которые занимаются этим давно и имеют опыт продажи технологий, подставят нам свое дружеское плечо, естественно».[18]

Представитель АО «Шубаркуль комир» сообщал также о проекте «по производству активированных углей из мелочи спецкокса. Такой уголь может применяться в водоподготовке, водоочистке, флотации полиметаллических руд и других важных процессах». Проект планируется к осуществлению в Карагандинской области.[19].

Интересно, что казахстанские инвесторы вкладывают деньги и в российскую угледобывающую отрасль, вероятно в связи с нежеланием терять доходы от экспорта казахстанского угл в связи с принятыми в России мерами об импортозамещении. Так, например, «ТОО «Уголь Казахстана» намерена вложить в 2017-2018 годах до 5 млрд рублей» в добычу угля в Кузбасском угольном бассейне в Росии.

Предполагается, что деньги будут потрачены на переоборудование и запуск новых лав на шахтах «Заречная» и «Алексиевская». В июле «Угольная компания «Заречная» планирует потратить на проекты «не менее 300 млн рублей». Предполагается, что новые деньги позволят компании в целом добывать 500 тыс. тонн угля в месяц, начиная с сентября нынешнего года.»[20]

---

[18] http://abctv.kz/ru/news/uglehimiya-v-kazahstane-soyuz-mecha-i-orala

[19] http://mcopanacea.cl.informa.ru/?ns=1&cs%5B69%5D=on&os%5B5%5D=on&fulltext=on&word=clr&period_count=1&sortby=agency&page=3

[20] http://minexforum.com/ugol-kazaxstana-investiruet-v-kuzbasskie-razrezy/

2. Обзор текущего состояния энергетической промышленности

2.1.Электрическая энергия

В основе электроэнергетической системы СССР лежала Единая Энергетическая Система (ЕЭС), объединявшая 11 крупных соединенных друг с другом региональных энергообъединений.

Электростанции Казахстана входилисостав двух таких энергообъединений. Энергообъединение Северного Казахстана обслуживало северную и восточную часть страны, которые отличались высоким уровнем развития промышленности, тогда как южнаячасть Казахстана входила в состав энергообъединения Центральной Азии (вместе с Туркменистаном, Узбекистаном, Таджикистаном и Кыргызстаном). Эти два энергообъединения обеспечивают Казахстан электроэнергией и сегодня. Теперь это так называемая «Северная энергозона» и «Южная энергозона» (см. Рисунок 2.1).

Энергообъединение Северо-восточной части Казахстана частично является наследником части более мощной энергосистемы России, решение о Разделе которой было принято в 1999 г. Несмотря на то, что значительная часть электроэнергии передается на юг страны за счет слаженной работы Северной и Южной энергозон, южная часть Казахстана по-прежнему обменивается значительными объемами мощности с Кыргызстаном и Узбекистаном. На долю Северной энергозоны приходится 66% потребляемой в стране электроэнергии, в то время как Южная энергозона потребляет около 22 % (таблица 2.1).[21]

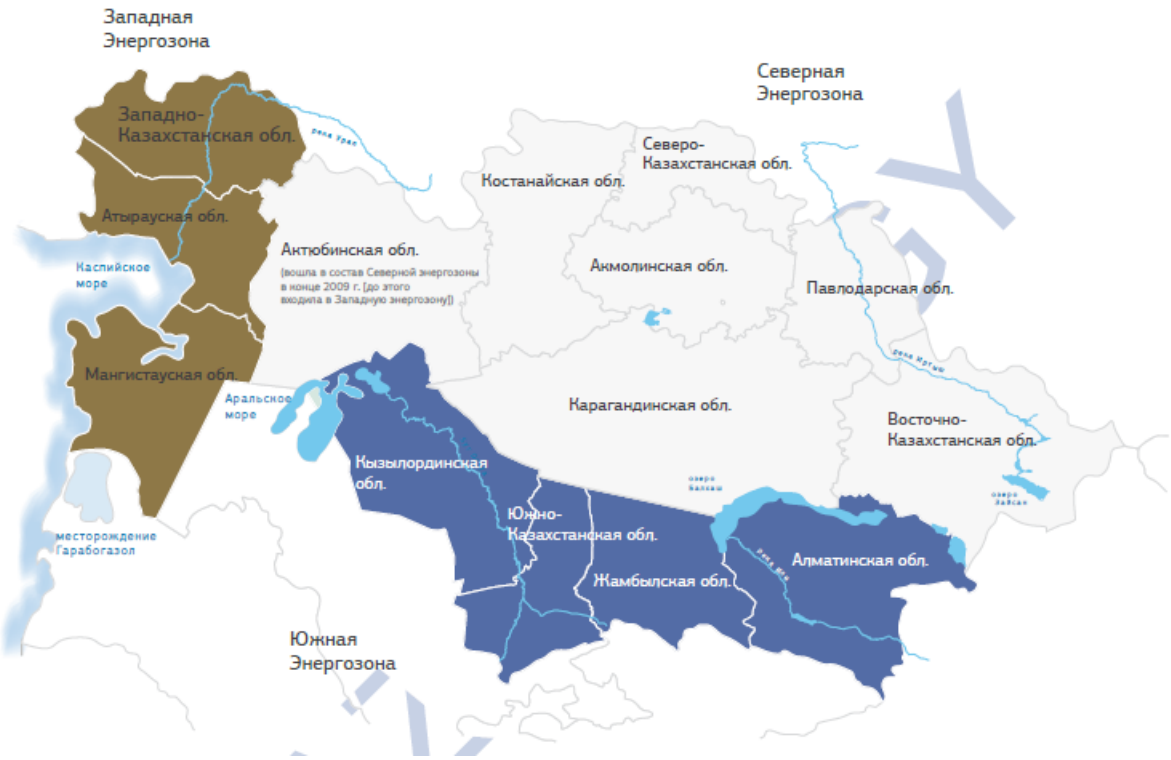


Рисунок 2.1 – Территориальное разделение Казахстана на энергозоны.

[21] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

Таблица 2-1 – Потребление электроэнергии в различных региональных энергообъединениях Казахстана (млн. кВт*ч)[22]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Динамика в %	
							2009-12	2012-14
Всего по Казахстану	77959,6	83767,1	88136,0	91444,2	89640,8	91661,0	17,3	0,2
Северная зона	53916,5	58327,2	60588,7	62554,1	60785,9	60865,0	16,0	-2,7
Южная зона	9026,8	9263,5	9581,6	9885,1	10232,3	10940,0	9,5	10,7
Западная зона	15016,3	16176,4	17965,7	19005,0	18622,6	19856,0	26,6	4,5

Западная энергозона, в состав которой входят западные регионы страны (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области), по-прежнему функционирует изолированно от остальной энергосистемы Казахстана.

До 2009 года такая ситуация была характерна и для Актюбинской области, когда она была присоединена линией 500 кВ к Северной энергозоне. Одно время западные районы (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области) были полностью изолированы от ЕЭС СССР, но в 80-е годы прошлого столетия эти районы были присоединены к объединенной энергосистеме (ОЭС) «Средняя Волга» в России двумя высоковольтными линиями 220 кВ и одной линией 500 кВ, построенными из Самары и Саратова в направлении Уральска. Вплоть до конца 80-х годов прошлого века эти районы работали в параллельном режиме с ОЭС «Средняя Волга».

2.1.1. Производство электроэнергии

В состав национальной электроэнергетической системы Казахстана, которая охватывает обширную территорию в 2 717 300 км^2 (больше чем территория Западной Европы), входят три энергозоны, две из которых (Северная и Южная энергозоны) соединены между собой линиями электропередачи, а третья (Западная энергозона) работает изолированно от них[23].

По итогам 2016 года электроэнергетический потенциал РК составляют Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 118 электрических станции различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2017 года составляет 22055,5 МВт; располагаемая мощность – 18789,1 МВт[25].

Доминирующее положение по выработке электроэнергии по результатам 2015 года занимают 6 ведущих угольных электростанций Казахстана с соответствующими долями генерации энергии:

- АО «ЕЭК» – 16,2%;
- ТОО «Экибастузская ГРЭС – 1» – 11,8%;
- ГРЭС ТОО «Казахмыс Энерджи» – 5%;
- АО «Алматинская ЭС» – 4,4%;
- ТЭЦ-1,3 ТОО «Караганда-Энергоцентр» – 3,8%;
- АО «Станция Экибастузская ГРЭС – 2» – 3,5%.

[22] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

[23] Северная и Западная энергозоны Казахстана соединены несколькими линиями электропередач с энергосистемой России, в то время как Южная энергозона соединена линиями электропередачи с энергосистемами Узбекистана и Кыргызстана. Прим.авторов.

Суммарная доля производства электроэнергии вышеуказанными электростанциями за 2015 год составила 41 261,2 млн. кВт*ч или 45,4% от общего производства электроэнергии по Республике Казахстан.

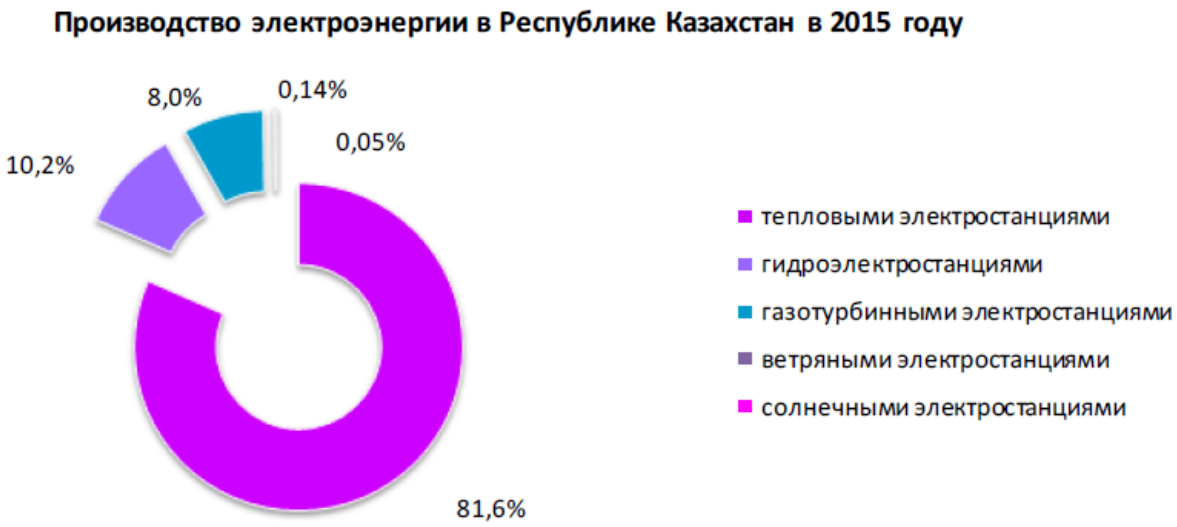


Диаграмма 2.1 - Доли различных источников электрогенерации в 2015 г. [24]

Диаграмма 2.2 – Доли различных источников электрогенерации в 2016 г.[25]

В разрезе областей по итогам 2015 года наибольший объем производства и потребления электроэнергии приходится на Павлодарскую (38,3% и 21% соответственно) и Карагандинскую (16,5% и 18% соответственно). Необходимо отметить, что это типичное явление для указанных областей.

По сравнению с зарубежными странами энергоэффективность электростанций является достаточно низкой. Так, коэффициент полезного действия угольных конденсационных электростанций в Казахстане составляет в среднем 32%, в то время как в передовых зарубежных странах – 42%.

---

[24] Годовой отчет АО «KEGOC» 2015 г., http://www.kegoc.kz/sites/default/files/content-manager/godovoy_otchet_2015g_na_sayt_rus.pdf

[25] Годовой отчет АО «KEGOC» 2016 г., http://www.kegoc.kz/sites/default/files/content-manager/godovoy_otchet_ao_kegoc_za_2016_god.pdf

В соответствии с Законом об электроэнергетике, KEGOC – государственная электроэнергетическая компания, ответственная за передачу электроэнергии и по сетям 500-220 кВ – выполняет роль системного оператора, который осуществляет общий контроль и управление электроэнергетической системой Казахстана.

Рынок электроэнергии разделен на оптовый и розничный сегменты. В оптовый сегмент, ограниченный минимальной закупкой электроэнергии в объеме 1 МВт, входят следующие составляющие:

- децентрализованный рынок, участники которого закупают и продают электроэнергию на взаимосогласованных условиях;
- централизованный рынок, регулятором и оператором которого является государственный «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (КОРЭМ);
- балансирующий рынок для устранения дисбалансов на ежедневной основе;
- рынок системных услуг, включая передачу электроэнергии и резервирование мощностей.

Структура электроэнергетической отрасли Казахстана представлена на рисунке 2.1.

Основными проблемами электроэнергетики Казахстана являются:

1) выработка паркового ресурса генерирующего оборудования (75% на ТЭС и 90% на ГЭС);
2) высокое удельное потребление топлива, низкий КПД станций;
3) дефицит маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок;
4) износ основных фондов электрических сетей (60%);
5) значительные потери в магистральных (5,7%) и распределительных сетях (13,0%);
6) высокий уровень воздействия на окружающую среду (высокий уровень выбросов вредных веществ, отсутствие утилизации золошлаковых отходов).

Рисунок 2.2 – Структура электроэнергетической отрасли Казахстана

Согласно утвержденных прогнозных балансов электрической энергии и мощности в период 2017-2023 гг. [26] планируется ежегодный ввод новых мощностей угольной генерации в объемах от 7% от существующих значений в 2017 г. до 20% в 2023 г. при постепенном уменьшении профицита общей (от всех источников) генерации с 15% до 8% в период до 2023 г. В этот же период планируется увеличение потребления и угольной генерации на 105% и 115% соответственно (см.Таблица 2-2).

Рост генерации от ВИЭ запланирован на этот период от 1% в 2017 г. до 5% в 2023 г.

Таблица 2-2. Прогнозный баланс электроэнергии единой электроэнергетической системы РК на период 2017-2023 гг.[26]

№	Наименование	прогноз						
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Потребление электроэнергии	90,6	93,8	96,8	100,6	102,1	103,5	105,0
2.	Производство электроэнергии	103,9	105,0	105,8	107,0	108,2	111,6	113,4
3.	Существующие станции	96,0	92,6	91,6	90,9	90,1	88,7	86,6
4.	Планируемые	6,8	10,8	12,1	13,5	14,6	18,6	21,6
5.	ВИЭ	1,4	2,0	2,5	3,0	3,9	4,7	5,6
6.	Дефицит (+), избыток (-)	-13,7	-11,6	-9,4	-6,8	-6,5	-8,5	-8,8

[26] Приказ Министра Энергетики «Об утверждении прогнозных балансов электрической энергии и мощности на 2017-2023 годы» №460 от 26.10.2016, https://www.google.kz/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjMmfn_9_zUAhVKJJoKHan1Ds0QFgglMAA&url=http%3A%2F%2Fenergo.gov.kz%2Fassets%2Fold%2Fuploads%2Ffiles%2F2016%2F11%2F%25D0%259F%25D1%2580%25D0%25B8%25D0%25BA%25D0%25B0%25D0%25B7%2520460%2520%25D1%2580%25D1%2583%25D1%2581.pdf&usg=AFQjCNHS5H2J_9nAZP_KFYebkzervqIQAQ

В связи с высоким износом существующих мощностей генерации в РК осуществляется ввод новых генерирующих мощностей, за счет строительства новых и восстановлению существующих электростанций. К 2013 г завершены проекты совокупной мощностью 1 341 МВт[33]:

- строительство Уральской ГТЭС мощностью 54 МВт;
- расширение Атырауской ТЭЦ на 75 МВт;
- строительство ГТЭС на месторождении Акшабулак на 87 МВт;
- строительство Мойнакской ГЭС на 300 МВт;
- восстановление энергоблока №2 на Аксуской ГРЭС на 325 МВт;
- восстановление энергоблока №8 на Экибастузской ГРЭС – 1 мощностью 500 МВт.

Кроме того, «в настоящее время идет активная реабилитация энергетики севера Казахстана и строительство, восстановление новых крупных блоков. Например, закончено восстановление демонтированного на запчасти в 90-х годах прошлого века энергоблока №2 300 МВт Аксуской ТЭС; ведутся работы по восстановлению блоков №8, 2, 1 500 МВт Экибастузской ГРЭС-1, также демонтированных во время владения станцией американской корпорацией AES; начинается строительство блока №3 660 МВт Экибастузской ГРЭС-2; ведется строительство котлов 7 и 8 Астанинской ТЭЦ-2 с первой в Казахстане системой обессеривания дымовых газов; строится Астанинская ТЭЦ-3»[27].

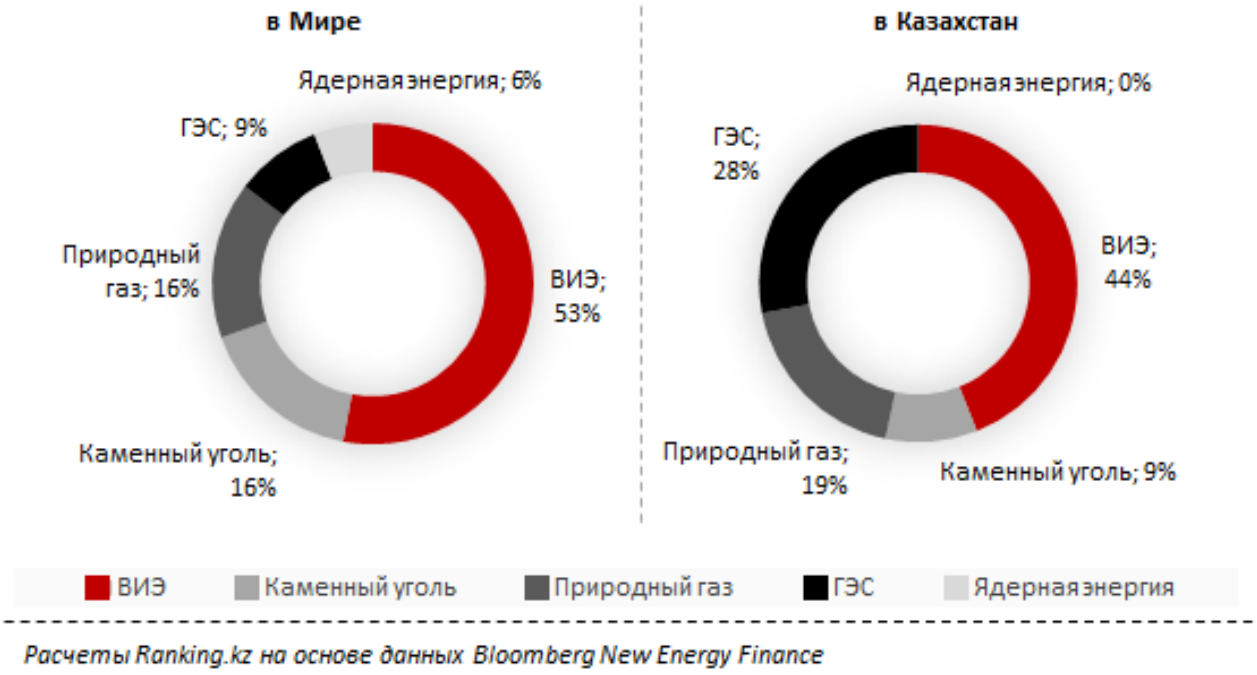


Диаграмма 2.3 Ввод генерирующих мощностей в мире и Казахстане в 2015 г. с разделением по видам источников энергии.[28]

«В Казахстане в 2016 году реализовано 4 проекта ВИЭ суммарной мощностью 50,39 МВт, в 2017 году планируется ввести в эксплуатацию 12 объектов ВИЭ с установленной мощностью 114,25 МВт.»29

[27] https://forbes.kz/process/probing/pyil_vekov
[28] http://ranking.kz/ru/a/infopovody/v-mire-proizoshlo-smeshenie-invvesticiy-v-storonu-vie-v-2015-godu-proekty-vie-sozdali-bolee-poloviny-536-ot-novyh-moshnostej-po-vyrabotki-elektroenergii
[29] https://express-k.kz/news/lenta_novostey/kazakhstan_planiruet_v_2017_g_proizvesti_94_2_mlrd_kvtch_elektroenergii-94713

Из вышеприведенных данных видно, что ВИЭ опережают традиционные источники по темпам относительного прироста, но безусловно отстают по мощности вновь введенных (восстановленных) установок.

2.1.2. Потребление электроэнергии

Казахстан занимает третье место среди стран СНГ по потреблению электроэнергии. В соответствии с данными Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, общее видимое потребление электроэнергии достигло своего максимума в 1990 г. и составило 104,7 млрд. кВт*ч, и до настоящего времени это самый высокий показатель. В 90-е годы прошлого столетия общее электропотребление резко сократилось более чем на половину (почти на 52%) и в 1999 г. составило 50,3 млрд.кВт*ч. Казахстан стал одной из немногих стран бывшего СССР, где темпы сокращения объемов потребляемой электроэнергии опережали темпы сокращения валового внутреннего продукта (ВВП) (в процентном выражении) в первоначальный переходный период.

По результатам 2015 года общий объем энергопотребления в Казахстане уменьшился на 17,3% и за 2015 год составил 64 572,7 тыс.т.н.э. (диаграмма 2.6).[30]

Экономика республики характеризуется высокой энергоемкостью ВВП по сравнению с аналогичными показателями развитых стран. Казахстан по данному показателю значительно отстает не только от развитых стран мира (10-17 раз), но и от России и Беларуси, структуры экономик которых очень схожи с Казахстаном.

Высокое энергопотребление в промышленном секторе Казахстана обусловлено, в первую очередь, такими энергоемкими отраслями, как горно-металлургический комплекс. 69,7% от общего потребления электроэнергии и 51,7 % от общего потребления тепла в стране приходится на промышленный сектор, тогда как в Европейском Союзе доля потребления электроэнергии промышленным сектором составляет в среднем 24 %.

На четырех предприятиях металлургической, энергопроизводящей и машиностроительной отраслей промышленности с привлечением зарубежных и отечественных экспертов был проведен энергоаудит, результаты которого показали существенный потенциал энергосбережения от 13% до 40%: АО «Казцинк» - 13%, АО «Аксуский ферросплавный завод» - 15%, АО «Химфарм» - 32%, АО «Петропавловский завод тяжелого машиностроения» - 40%. [31]

Кроме того, жилищный сектор потребляет 11% электрической энергии и 40% отпускаемой тепловой энергии. По экспертным данным около 70% зданий не отвечают современным требованиям теплотехнических характеристик. Из-за чего они теряют через ограждающие конструкции до 30 %, местами и выше, тепловой энергии, потребляемой для отопления. В среднем, уровень потребления тепловой энергии на обогрев зданий в Казахстане составляет 270 кВт*ч/м^2, что существенно выше среднеевропейских показателей на 100-120 кВт*ч/м^2.

В общей структуре потребления электроэнергии по Казахстану основную долю занимают крупные промышленные предприятия, их доля составляет 38% от общего потребления по республике, при этом АО «Аксуский завод ферросплавов» потребляет более 6% электроэнергии всей страны. Существенная доля промышленности в совокупном потреблении электроэнергии объясняется преобладанием тяжелой промышленности в

[30] Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, http://stat.gov.kz/faces/wcnav_externalId/ecolog-G-26?lang=ru&_afrLoop=2079924557686078#%40%3F_afrLoop%3D2079924557686078%26lang%3Dru%26_adf.ctrl-state%3Dtap9wywnn_30

[31] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

экономике с высоким износом активов промышленных предприятий, использованием устаревших технологий.

В период 2017-2023 гг. Минэнерго запланирован рост энергопотребления на 14%, - с 90,6 до 105 млрд.Квт.ч[26].

Диаграмма 2.4 – Соотношение планируемых и фактических величин установленных мощностей энергогенерации, объемов производства и потребления электроэнергии в РК в период 2000-2020 гг.

2.1.3. Импорт и экспорт электроэнергии

Республика Казахстан обеспечивает себя электроэнергией с профицитом. Соотношение объемов экспортируемой и импортируемой энергии значительно изменяется год от года в зависимости от обеспеченности гидроресурсами стран Центральной Азии и общего состояния рынка электроэнергии.

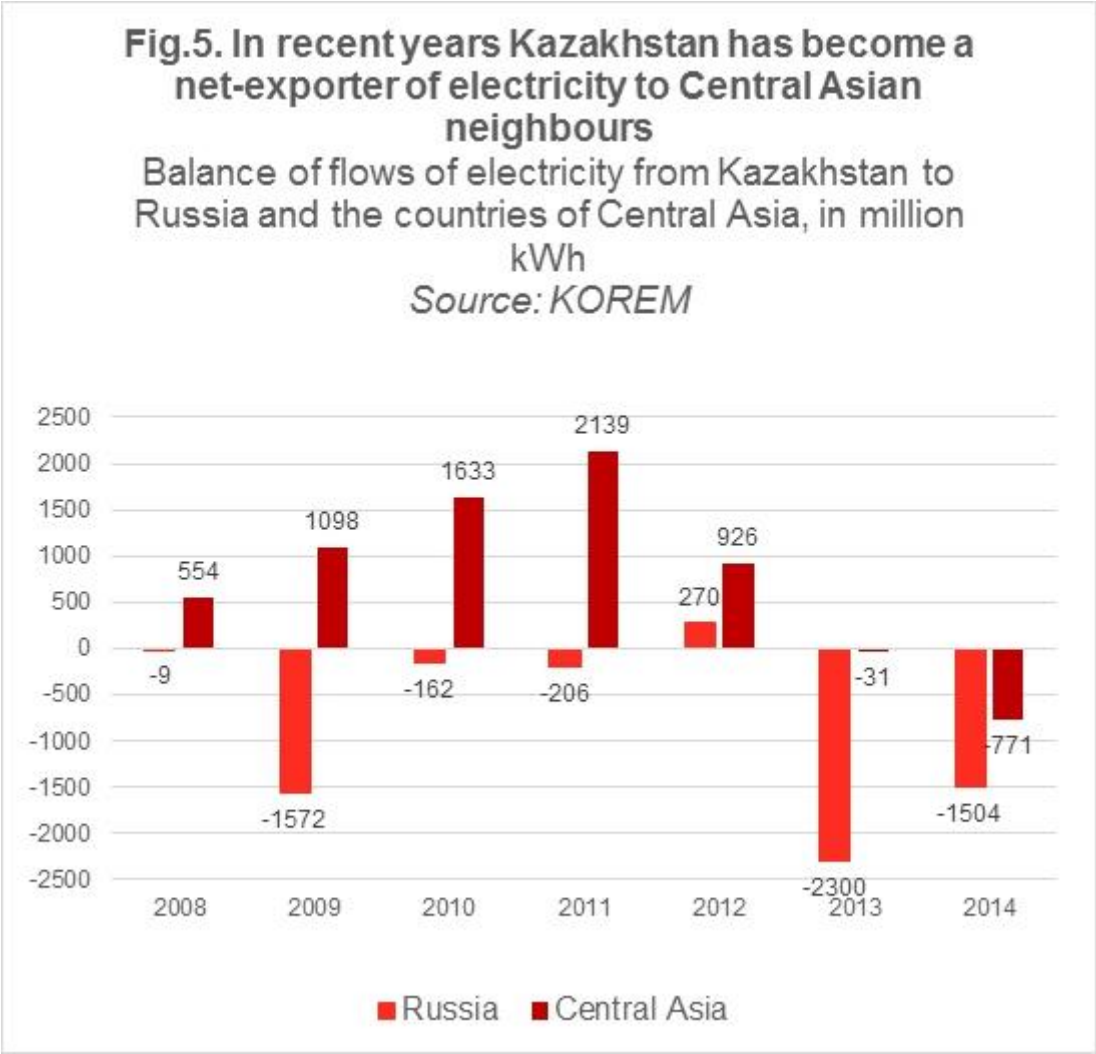


Диаграмма 2.5 – Импорт и экспорт электроэнергии в Казахстане, млн.квт.ч, 2008-2014 гг. (источник КОРЭМ).

«Сальдо-переток электроэнергии по республике в 1 квартале 2017 года характеризуется следующими показателями:

Переток (выдача) электроэнергии Казахстан – Россия составляет -824,8 млн. кВт*ч.

Переток (выдача) электроэнергии Казахстан - Центральная Азия составил -1,0 млн. кВт*ч.[32]»

2.1.4. 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 (НЭС). Управление НЭС осуществляет АО «KEGOC».

[32] Отчет АО "КОРЭМ" за 1 квартал 2017 года, http://www.korem.kz/details/ndownload.php?fn=4049&lang=rus

На балансе АО «KEGOC» находится 297 линий электропередачи напряжением 35-1150 кВ, общая протяженность которых составляет 24 533 км и 76 электрических подстанций с установленной мощностью передачи 35 875,05 МВА.

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.

Высокий износ электросетевых активов является основной проблемой сектора передачи и распределения электроэнергии. 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 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.

Банк Развития Казахстана в 2013 г. в обзоре электроэнергетической отрасли заявлял, что «дальнейшее развитие экономики Казахстана требует дополнительных объемов производства электроэнергии[33]», впрочем не подкрепляя это заявление какими бы то ни было аргументами и расчетами. Следует отметить, что для Казахстана типичен широкий разброс так же основательно «аргументированных» заявлений, как о необходимости дополнительной энергогенерации, так и об отсутствии такой необходимости. Фактически, в последние годы соблюдается устойчивое положительное сальдо энергобаланса в целом по Казахстану, что отражено в утвержденных в 2016 г. энергобалансах на период 2016-2023 гг.[34]. В том же обзоре отмечалось, что «необходимо развитие электросетевых объектов напряжением 220-500 кВ и выше, главным образом системообразующих, межрегиональных и межгосударственных линий электропередачи».

К основным вопросам по НЭС, которые требуют решения, относятся ограниченная пропускная способность сетей по основным направлениям: Север – Юг и Север – Восток, отсутствие связи Западного Казахстана с ЕЭС РК, недостаточная техническая вооруженность.

Инвестиции в обновление, модернизацию и строительство электрических сетей с 2016 до 2030 года оцениваются в 2,5 трлн. тенге (в ценах 2011 г.), в том числе: в магистральные сети – 0,8 трлн. тенге, в распределительные сети – 1,7 трлн. тенге. [35]

В этой связи, планируется до 2025 года реализация таких приоритетных проектов по развитию НЭС как:

- проект «Строительство транзита 500 кВ Север-Восток-Юг» для усиления связи Восточного региона с ЕЭС Казахстана, обеспечивая выдачи полной мощности

[33] Банк развития Казахстана «Обзор электроэнергетической отрасли Республики Казахстан в 2013 году», http://www.kdb.kz/file.php?id_file=5054

[34] Приказ Министра Энергетики «Об утверждении прогнозных балансов электрической энергии и мощности на 2017-2023 годы» №460 от 26.10.2016, https://www.google.kz/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjMmfn_9_zUAhVKJJoKHan1Ds0QFgglMAA&url=http%3A%2F%2Fenergo.gov.kz%2Fassets%2Fold%2Fuploads%2Ffiles%2F2016%2F11%2F%25D0%259F%25D1%2580%25D0%25B8%25D0%25BA%25D0%25B0%25D0%25B7%2520460%2520%25D1%2580%25D1%2583%25D1%2581.pdf&usg=AFQjCNHS5H2J_9nAZP_KFYebkzervqIQAQ

[35] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

Шульбинской ГЭС при вводе контррегулятора – Булакской ГЭС, повышения надежности электроснабжения Восточной зоны, Алматинского региона и усиления транзита Север-Юг;

- проект «Выдача мощности Балхашской ТЭС», который необходим для обеспечения выдачи мощности строящейся Балхашской ТЭС;
- проект «Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана», который позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Западной зоны ЕЭС Казахстана, обеспечит выдачу мощности предполагаемой электростанции в г. Актау;
- проект «Строительство линий 220 кВ Уральск-Атырау и Кульсары-Тенгиз», необходимый для усиления электрических связей между областями Западной зоны Казахстана;
- проект «Строительство межгосударственной линии электропередачи 500 кВ Казахстан-Кыргызстан» с целью повышения надежности электроснабжения трех южных областей Казахстана и севера Кыргызской Республики;
- проект «Строительство ПС 500 кВ Астана с ВЛ 500 кВ Нура-Астана», который необходим для обеспечения надежности электроснабжения г. Астана и Акмолинской области.
- проект «Строительство линии 500 кВ Нура-Жезказган» для обеспечения надежности электроснабжения Жезказганского энергоузла.
- проект «Выдача мощности Торгайской ТЭС» на базе Торгайского месторождения угля в Костанайской области.

2.1.5. Энергетический рынок

АО «КОРЭМ» является оператором рынка централизованных торгов и неотъемлемой частью инфраструктуры рынка электрической энергии Республики Казахстан.

Действующая модель функционирования рынка электрической энергии основана на принципе добровольного участия на централизованных торгах. Это привело к таким негативным моментам как недоступность потребителям дешевой электроэнергии, нарушение принципа равной доступности, непрозрачности двухсторонних сделок и созданию закрытых схем для спекуляции электроэнергией.

Следует отметить следующие нерешенные проблемы оптового рынка электрической энергии, которые негативно отражаются на ликвидности рынка централизованной торговли электрической энергии:

1. В настоящее время оптовый рынок электрической энергии представляет собой «жесткую олигополию», что является результатом сложившейся структуры генерации электрической энергии, так, до 50% поставок электрической энергии сосредоточено на трех крупнейших электростанциях страны, что привело к ограничению прав и свобод потребителя по выбору поставщика электрической энергии.
2. Не были разработаны механизмы, обеспечивающие строительство новых генерирующих мощностей и проведение реконструкции и капитальных ремонтов на действующих энергоисточниках, так как считалось, что рынок сам будет подавать ценовые сигналы для инвесторов. Такой подход привел к тому, что перед отраслью встала серьезная проблема – дефицит генерирующих мощностей в энергосистеме. После введения предельных тарифов на электрическую энергию, обеспечивающих исполнение принципа – «тариф в обмен на инвестиции», в 2009 году цена на электрическую энергию от энергоисточников была увеличена на 30 – 50%.

3. Не удается запустить в нормальную работу балансирующий рынок электрической энергии, для введения которого нужно было в ограниченный срок, установленный Законом, внедрить субъектам рынка АСКУЭ (Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии). Данная работа затянулась на несколько лет и до настоящего времени вопрос оснащения приборами АСКУЭ не решен[36].

Несмотря на рост цен на электрическую энергию, оптовые цены на электроэнергию в Казахстане являются конкурентоспособными по сравнению с другими странами мира.

2.2. Тепловая энергия

Общей чертой энергобаланса стран СНГ является наличие хорошо развитой системы централизованного теплоснабжения и Казахстан не является исключением. Доля централизованной системы теплоснабжения в удовлетворении конечного энергопотребления на протяжении последних лет составляла 15-17%.

Количество источников теплоснабжения в 2015 году составило значение – 2 527 ед., в том числе с разбивкой по мощностям:[37]

- до 3 Гкал/ч – 163 ед.,
- от 3,1 до 20 Гкал/ч – 598 ед.,
- от 20,1 до 100 Гкал/ч – 180 ед.,
- свыше 100,1 Гкал/ч – 110 ед.

По итогам 2015 года количество установленных котлов (энергоустановок) составило значение – 5 992 ед.

Протяженность тепловых и паровых сетей в 2015 году – 11 880,4 км, в том числе наибольшая протяженность наблюдается в следующих регионах (в порядке убывания):

- Карагандинская область – 1 973,6 км;
- город Алматы – 1 263,3 км (для сравнения: протяженность сетей по Алматинской области, без учета города Алматы, составляет 548,8 км);
- Восточно-Казахстанская область – 1 107,3 км;
- Костанайская область – 806,6 км;
- Южно-Казахстанская область – 728,3 км и др.

В 2015 году по официальным данным объем произведенной тепловой энергии в Казахстане составил 83,12 млн. Гкал. Тепловая энергия в разрезе источников производится 40 ТЭЦ (на долю которых приходится 45% произведенной в старне тепловой энергии); 28 крупными котельными (35% производимой тепловой энергии) и 886 малыми котельными (мощностью менее 100 Гкал/ч), что составляет примерно 20% производимой тепловой энергии. По большей части, вышеуказанные объекты характеризуются существенным износом основных фондов (ТЭЦ, котельных и тепловых сетей); износ теплопроизводящего оборудования оценивается на уровне 70%. Около 24% тепловых сетей также требуют немедленной замены (на некоторых участках износ порядка 50%). В соответствии с «Концепцией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года» от 2014 г., не более 75% производимой тепловой энергии доходит до конечного потребителя. Такая высокая степень износа является результатом ненадлежащего эксплуатационного обслуживания, вызванного нехваткой финансирования на протяжении целых десятилетий, и, как следствие, пренебрежения требованиями технологической эксплуатации (включая использование некачественного угля и воды) и отсутствия эффективной системы администрирования и планирования.

---

[36] http://www.korem.kz/uploads/file/Concept_draft.doc

[37] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

Как упоминалось ранее, стоимость тепловой энергии в Казахстане регулируется государством, при этом для ТЭЦ тариф на тепло определяется исходя из так называемой методики разделения затрат на тепло при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии. Распределение переменных затрат между выработкой тепло и электроэнергии на ТЭЦ по данной методике рассчитывется несколькими утвержденными методами: физическим, эксергетическим и методом ОГРЭС (только на МАЭК).

Физический метод перекладывает большую часть затрат на выработку тепла при меньших затратах на выработку электроэнергии, а эксергетический метод, напротив, позволяет искусственно снизить стоимость производства тепла за счет удорожания электроэнергии. Оба метода имеют под собой физические и экономические основания и применяются на практике с 2005 года, при этом разделение затрат между выработкой тепла и электроэнергии – условность необходимая для расчета экономических параметров станции. Однако, учитывая, что тарифы на тепловую энергию зачастую устанавливаются на уровне, недостаточном для покрытия затрат на ее производство и стимулирования достаточных инвестиций в активы теплоэнергетики (в силу политики Правительства по сдерживанию роста тарифов на тепло), на практике, методология перераспределения затрат с выработки тепла на выработку электроэнергии, по сути, узаконивает «субсидирование» тепловой энергии за счет электрической энергии.

ТЭЦ остается ключевым источником теплоснабжения и, учитывая, что показатели коэффициента использования топлива на ТЭЦ выше конденсационных электростанций (КЭС) и котельных, они физически эффективнее.

Однако, на практике, ввиду социального фактора, тарифы на тепло занижаются, и ТЭЦ могут уступать по уровню рентабельности КЭС и котельным. Привязка ТЭЦ к графику потребления тепла и ограничения в тарифной политике не позволяют ТЭЦ демонстрировать в экономическом плане преимущества когенерации. Кроме того, немаловажным фактором в низкой рентабельности ТЭЦ является снижение тепловых нагрузок от проектных значений. В результате общего экономического спада, начавшегося еще в конце 90-х годов, резко сократилось потребление тепла (пара) промышленностью, а также средним и малым бизнесом. В итоге основными потребителями тепла части ТЭЦ стали предприятия бюджетной сферы и жилищный фонд (т.е. покупатели, которые, как правило, испытывают сложности с оплатой тепла и электроэнергии). В то же время, ТЭЦ, работающие на снабжение промышленных потребителей, демонстрируют приемлемые экономические показатели (например, Павлодарская ТЭЦ-3, поставляющая пар на Павлодарский НПЗ).

Причинами высоких издержек и потерь в тепловом хозяйстве является износ оборудования и инфраструктуры в результате длительного периода отсутствия инвестиций. В настоящее время отсутствие достаточного объема инвестиций базируется на опасении инвесторов, что их вложения не окупятся при существующей методологии расчета тарифов на тепло. В настоящее время для расчета тарифов применяется метод «затраты плюс», при этом рост тарифов на тепловую энергию ограничен, так как он не должен приводить к росту прогнозируемой инфляции сверх намеченного уровня. Таким образом, у операторов ТЭЦ и котельных отсутствуют стимулы для инвестиций, поскольку любое повышение эффективности ведущее к снижению затрат на производство тепловой энергии приведет к уменьшению тарифа на тепло в следующем тарифном периоде, а не увеличению операционной прибыли.

Отрасли нужна методология установки долгосрочного тарифа, при которой базовая величина тарифов на тепло была бы справедливой (т.е. покрывала расходы и обеспечивала возврат инвестиций).

Одним из возможных подходов к решению вопроса тарифообразования на рынке тепла, может быть переход к экономической модели определения затрат на выработку тепла и электроэнергии, в том числе, расчет удельного расхода топлива индивидуально для каждой ТЭЦ с применением одновременно двух (или более) методов, с целью установления

оптимального тарифа на электроэнергию и тепло, исходя из решения оптимизационной задачи по увеличению доходности ТЭЦ, с учетом условий региона размещения. В результате применения данного подхода будет возможно определить оптимальные тарифы на тепло (и электроэнергию) по каждой ТЭЦ. Однако, такой подход, не сможет решить вопрос конкурентоспособности ТЭЦ работающих в теплофикационном режиме (по сравнению с электростанциями, работающими в конденсационном режиме (КЭС)), ввиду зависимости объема выработки электроэнергии от тепловой нагрузки.А в случае применения нерыночных механизмов поддержки ТЭЦ работающих в теплофикационном режиме (например, гарантированной закупки электроэнергии у ТЭЦ, в то время как электроэнергия КЭС будет продаваться на рыночных условиях без каких либо обязательств по ее закупке), будет противоречить целям рынка по поддержке наиболее эффективной генерации.

Несмотря на очевидные аргументы в пользу централизованного теплоснабжения и когенерации в частности, выбор наиболее эффективного источника тепловой и электрической энергии на фоне износа основного, в том числе теплофикационного, оборудования ТЭЦ и потери тепловой нагрузки, поставят рынок перед выбором поддержания ТЭЦ любой ценой или вывода неэффективных ТЭЦ из эксплуатации. Искусственное поддержание ТЭЦ содержит риск того, что у владельцев ТЭЦ пропадет мотивация к повышению эффективности (особенно в случае гарантированной покупки электроэнергии и / или мощности, когда такой механизм будет запущен). Одновременно, такое привилегированное положение ТЭЦ лишит КЭС и другие электростанции мотивации к инвестициям, так как эффективность работы электростанции не будет являться критерием для отбора генерации. Установление справедливого тарифа на тепло, в свою очередь, позволит избежать применения нерыночных методов поддержки ТЭЦ и стимулировать повышение эффективности всех видов электростанций. При тщательном взвешивании аргументов за и против вывода неэффективных ТЭЦ из эксплуатации (10-15%) технические и экономические доводы (помимо общих аргументов в пользу эффективности когенерации) и наличие альтернативных источников производства электроэнергии и тепла должны стать основополагающими аргументами.

Выбор в пользу поставок тепла от современных (высокотехнологичных) котельных будет весомым аргументом в случае, если это будет оправдано экономически конечной ценой тепла (и электроэнергии от иного источника) для потребителя на долгосрочную перспективу. С учетом развития газовых сетей, могут быть рекомендованы к рассмотрению проекты ПГУ ТЭЦ.

Метод «альтернативной котельной», разработанный в России, ограничивает тариф на производство и передачу тепловой энергии предельной величиной – наименьшей ценой, при которой окупается проект строительства новой котельной, замещающей теплоснабжение от центральных источников. При этом тариф по тепловой генерации не может быть выше тарифа «альтернативной котельной», что станет ограничением для роста.

В ситуации, когда экономические и технические аргументы производства тепловой энергии в пользу ТЭЦ, тариф на тепловую энергию, как минимум, должен покрывать затраты ТЭЦ на ее производство (быть на пороге безубыточности).

Приоритетная обязательная загрузка ТЭЦ во время отопительного сезона окажет дополнительный положительный эффект на экономику этих электростанций.

Повышение доходности ТЭЦ от продажи тепловой энергии за счет дальнейшей дифференциации ее стоимости в зависимости от групп потребителей может усугубить проблему «перекрестного субсидирования» между группами потребителей, без разрешения проблемы модернизации и повышения эффективности сектора. Таким образом, правительству Казахстана уже в ближайшее время придется принимать решения о запуске процесса реформирования рынка тепла одновременно с изменениями на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

3. Тенденции и динамика изменений в производстве и потреблении угля на внутреннем и внешнем рынках Казахстана в течение последних 10 лет

3.1.Угольная промышленность

В период за последние 25 лет (1990-2015 гг..) наибольшие объемы добычи угля в Казахстане наблюдались в 1990-1992 гг., причем, в стоимостном эквиваленте это были наиболее низкие показатели (диаграмма 3.1). В последующий период объемы добычи угля ни разу не достигли тех же значений, что наблюдались в 1990-1992 гг.

В последние 10 лет (2006-2015 гг.) наблюдается как рост объемов добычи угля, так и его стоимости, причем в последние 5 лет (2011-2015 гг.) в стоимостном эквиваленте объемы добычи угля достигли своего максимального значения за весь наблюдаемый период (диаграмма 3.21).

Последние 5 лет (2011-2015 гг.) характеризуются следующими факторами:

1) количество действующих предприятий, занятых в добыче угля, уменьшилось на 25% (диаграмма 3.3).2);
2) доля угля в общем объеме добываемых природных ресурсов в Казахстане увеличилась на 1,5% (диаграмма 3.3);
3) доля угля в составе экспорта, наоборот, снизилась (диаграмма 3.4);
4) выросло потребление угля на внутреннем рынке (диаграмма 3.5).
5) Доля угля в составе экспорта в последние пять лет, наоборот, снижается (диаграмма 3.6).

Распределение угля на внутреннем рынке характеризуется увеличением потребления угля на производственно-технологические и прочие нужды, расход угля на производство электро- и теплоэнергии можно считать стабильным в рассматриваемый 10-летний период (диаграмма 3.7).6).[38]

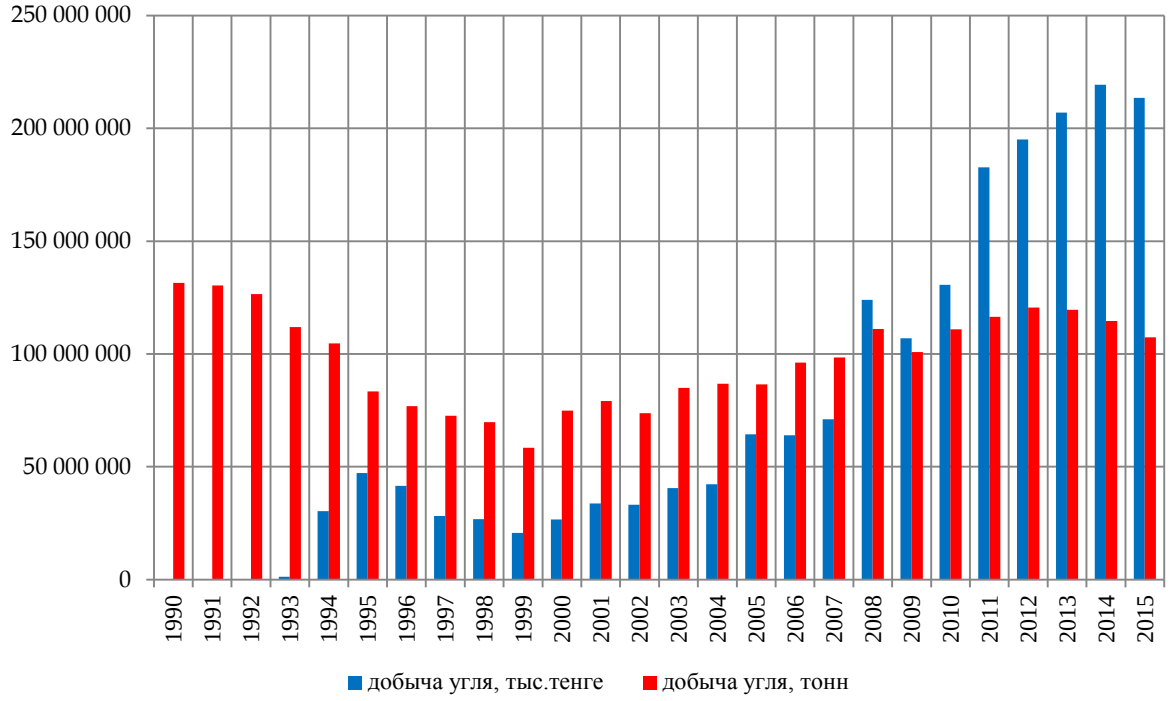


Диаграмма 3.1 – Динамика объемов добычи угля в стоимостном эквиваленте по отношению к объемам добычи угля (т.) за период 1990-2015 гг.

[38] Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, http://www.stat.gov.kz

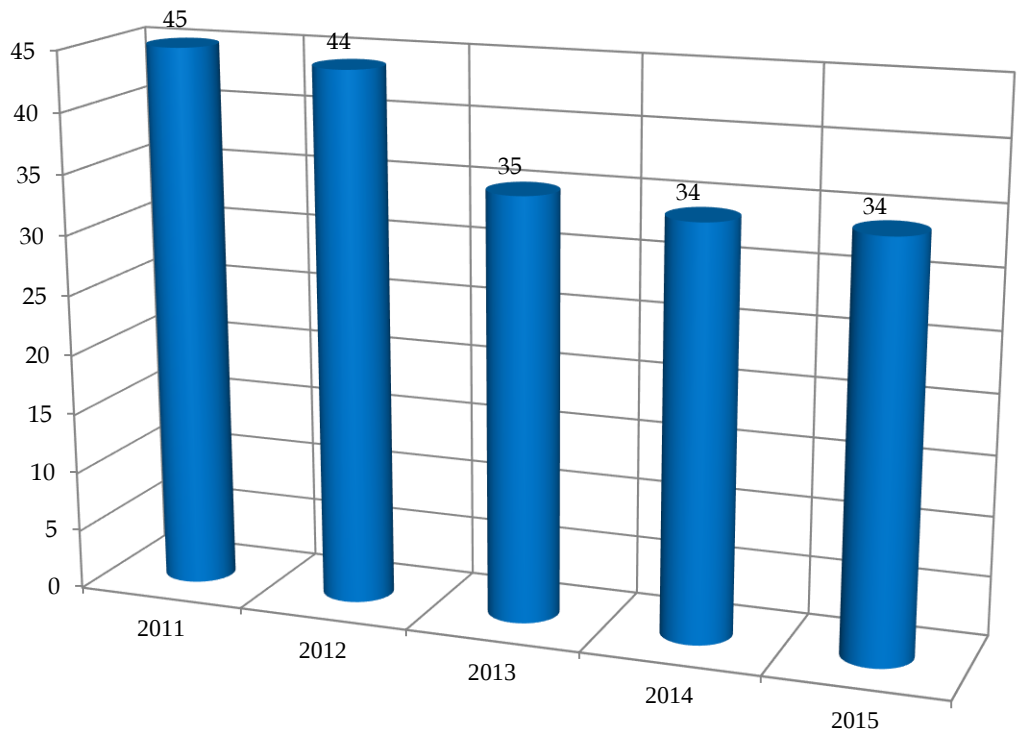


Диаграмма -.3.2 – Количество действующих предприятий и производств, занятых в добыче угля за период 2011-2015 гг., ед.

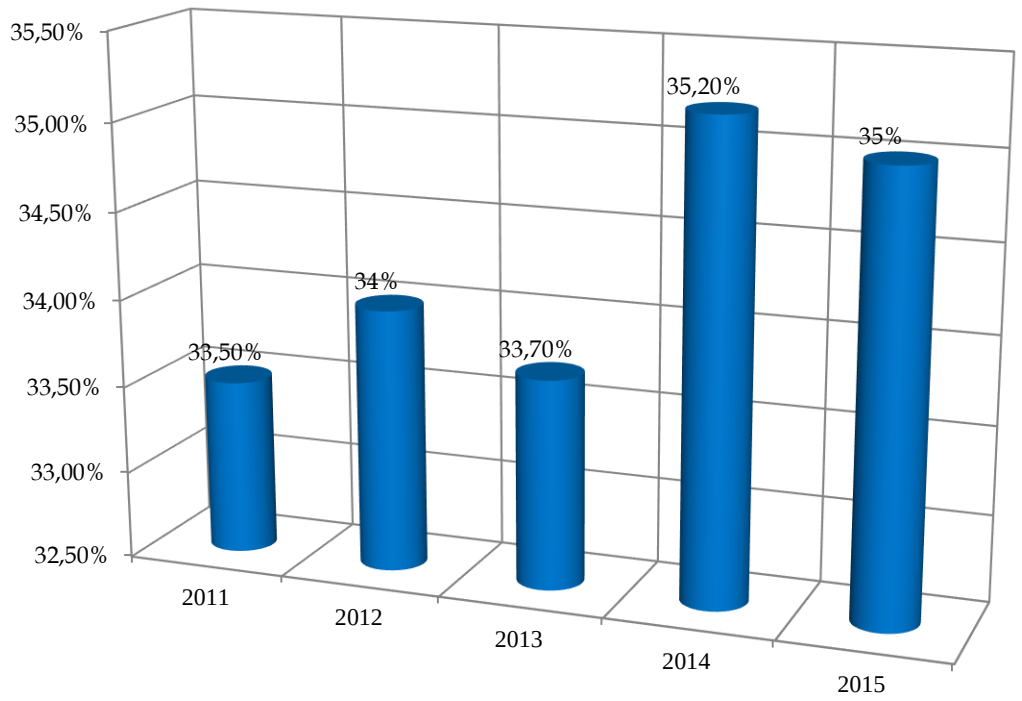


Диаграмма 3.3 – Доля угля в общем объеме экспортированных природных ресурсов за период 2011-2015 гг.,

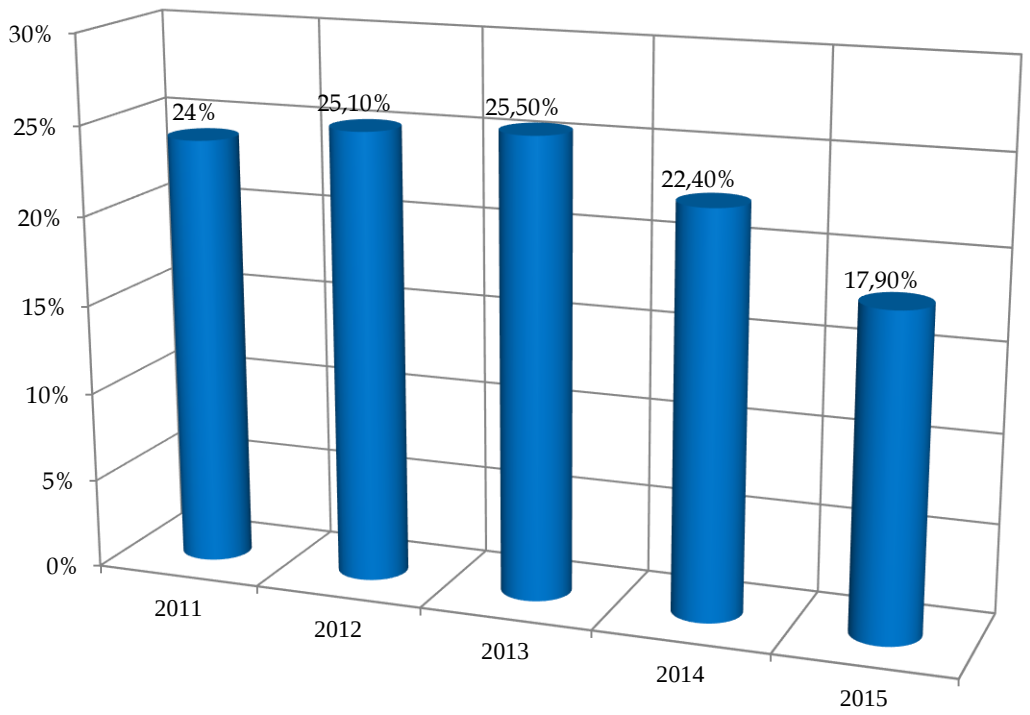


Диаграмма 3.4 – Доля угля в составе экспорта за период 2011-2015 гг., %

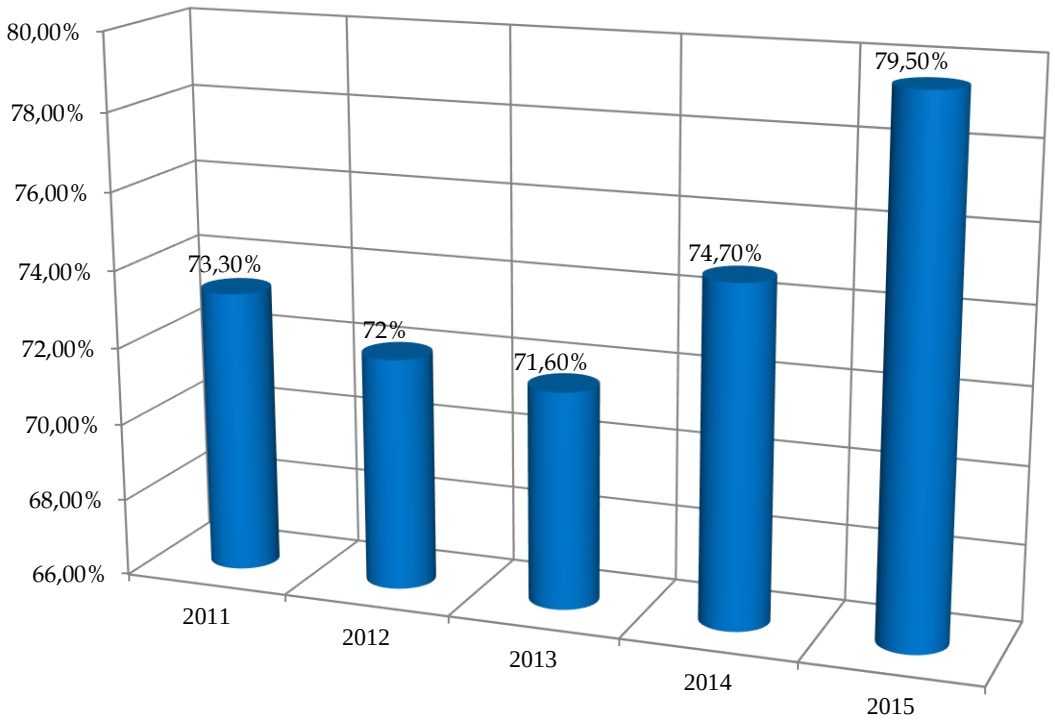


Диаграмма 3.5 – Доля потребления угля на внутреннем рынке за период 2011-2015 гг., %

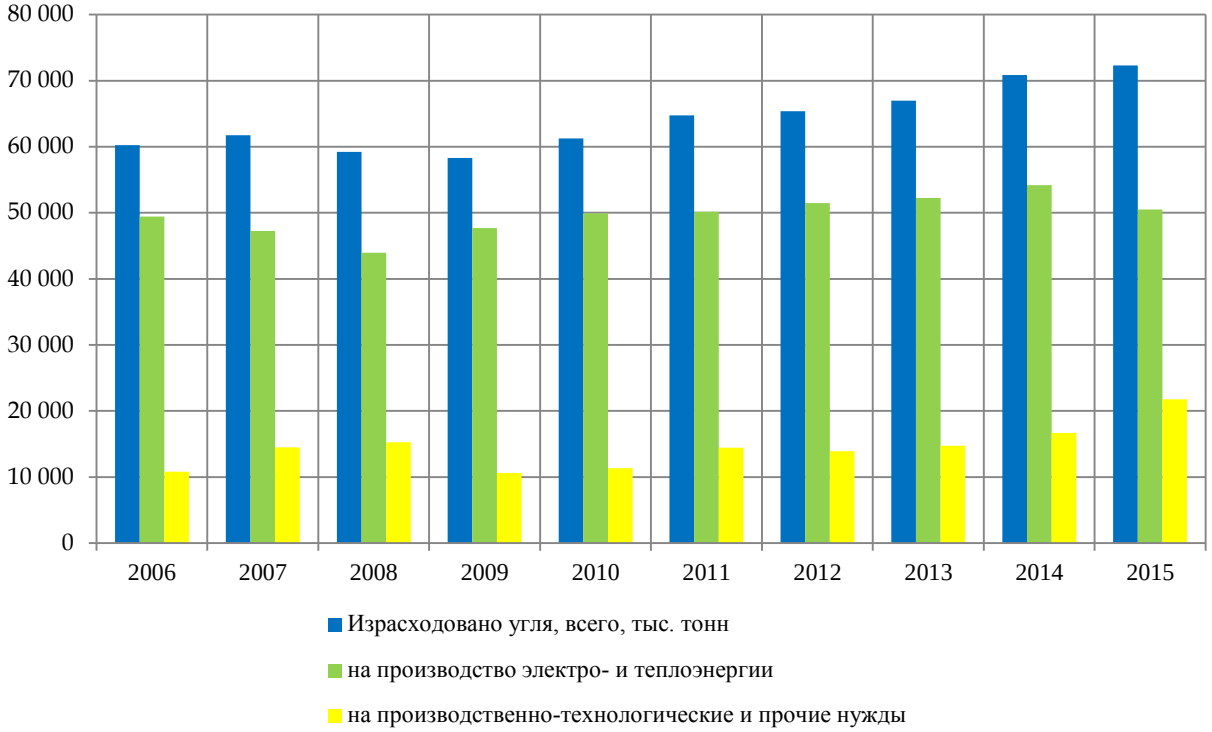


Диаграмма 3.6 – Распределение угля по целям использования на внутреннем рынке за период 2006-2015 гг., %

3.2.Энергетическая отрасль

Производство электроэнергии (Диаграмма 3.7) в последние годы (2012-2015 гг.), отличается самыми высокими объемами потребления угля за весь рассматриваемый период 1990-2015 гг., в то время как производство теплоэнергии в этот же период, наоборот, снижается. Наибольшие объемы производства теплоэнергии наблюдались в 1990-1992 гг., в последние 10 лет (2006-2015 гг.) объемы производства теплоэнергии более-менее стабильны, однако, в последние три года (2013-2015 гг.) наблюдается снижение объемов производства теплоэнергии.

На диаграммеДиаграмма 3.10 представлено производство электроэнергии ведущими электростанциями республики за период 2012-2015 гг. Необходимо отметить, что ряд крупнейших электростанций в последние годы снизил объемы производства (АО «ЕЭК», ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»).

В последние 10 лет (2006-2015 гг.) отмечаются следующие тенденции:

1) объемы производства и потребления электроэнергии в стране постоянно растут (Диаграмма 3.8);
2) практически вся электроэнергия производится тепловыми и газотурбинными электростанциями (Диаграмма 3.9), доля электроэнергии, производимой гидроэлектростанциями, остается на одном уровне.

Последние пять лет (2011-2015 гг.) характеризуются следующими факторами в энергетической отрасли:

1) ряд крупнейших электростанций снизил объемы производства электроэнергии: АО «ЕЭК», ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (Диаграмма 3.10);

2) снизилось конечное энергопотребление[39] в Казахстане – на 14,2%; по итогам 2015 года конечное энергопотребление составило значение – 38 779 тыс. т.н.э. (Диаграмма 3.11);
3) снизилась энергоёмкость – на 29,4% (Диаграмма 3.12); если в 2011 году энергоемкость составляла 1,8 т.н.э на тыс. долл. США, то в 2015 году энергоемкость составила 1,27 т.н.э на тыс. долл. США. Для определения причин столь высокой энергоемкости ВВП по отношению к другим странам необходимо проанализировать сферы потребления первичных топливно-энергетических ресурсов (уголь, нефть, газ). Так, основными потребителями энергетических ресурсов являются энергетика (47,71% потребления от общего объема первичных энергетических ресурсов), промышленность (20,36%), транспортный сектор (16,24%), а также ЖКХ и население (15,69%).

В разрезе областей наибольшее электропотребление промышленностью отмечается в Кызылординской, Западно-Казахстанской и Южно-Казахстанской областях (диаграмма 3.13); снижение объемов электропотребления наблюдается в Восточно-Казахстанской и Карагандинской областях.

За последние 10 лет объемы потребления и производства электроэнергии растут и по существующим в стране энергозонам составляют следующую картину[40]:

1) производство электроэнергии растет только в Северной и Южной зоне. В Южной и Западной зонах объемы производства электроэнергии находятся практически на одном уровне (Диаграмма 3.14);
2) отмечается рост потребления электроэнергии в Северной и Южной зонах, в Западной зоне объем потребления в Западной зоне после спада в 2010 году держится практически на одном уровне (Диаграмма 3.15);
3) Как уже отмечалось выше, производство электроэнергии в Северной зоне превышает ее потребление (Диаграмма 3.16);
4) в Южной зоне потребление больше чем производство (Диаграмма 3.17),
5) в Западной зоне в период с 2006 по 2009 год наблюдались объемы потребления электроэнергии, превышающие объемы ее производства, начиная с 2010 года производство и потребление электроэнергии в Западной зоне практически на одном уровне – дефицита электроэнергии не наблюдается. (Диаграмма 3.18).

В разрезе областей наибольший рост объемов электропотребления отмечается в Кызылординской области, Западно-Казахстанской и Южно-Казахстанской областях (диаграмма 2.12), снижение объемов электропотребления наблюдается в Восточно-Казахстанской и Карагандинской областях.

По итогам 2015 года импорт энергоресурсов в Казахстан снизился на 22% по сравнению с 2011 годом и составил 9083,4 тыс.т.н.э. (Диаграмма 3.19).

Баланс распределения тепловой энергии (диаграмма 3.20) отмечается уменьшением в 2015 году всех статей расхода теплоэнергии (в том числе объемы расходуемой теплоэнергии, потери, а также объемов теплоэнергии, отпускаемой предприятиям, населению и на экспорт); во весь остальной период показатели баланса распределения находятся практически на одном уровне.

---

[39] Конечное энергопотребление характеризует конечное потребление энергии, поставляемой конечному потребителю для использования во всех энергетических целях, как в целом, так и с разбивкой по основным потребителям (промышленность, транспорт, домохозяйства, сфера услуг и сельское хозяйство) в соответствии с международной стандартной отраслевой классификации видов экономической деятельности (МСОК).

[40] Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»)

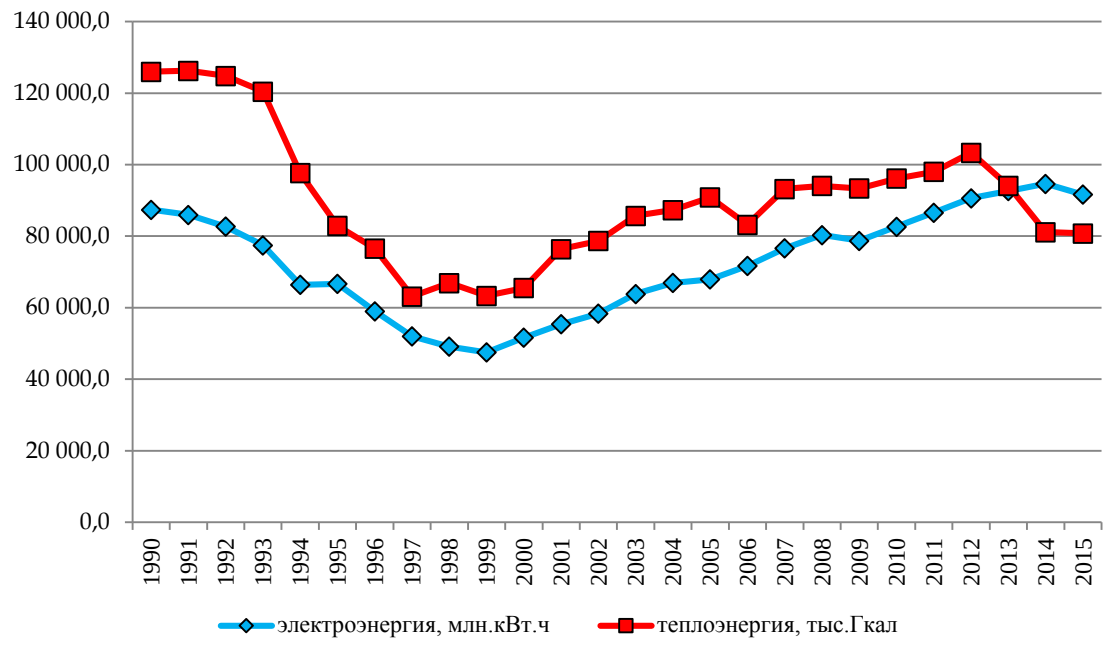


Диаграмма 3.7 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) и теплоэнергии (тыс.Гкал) за период 1990-2015 гг.

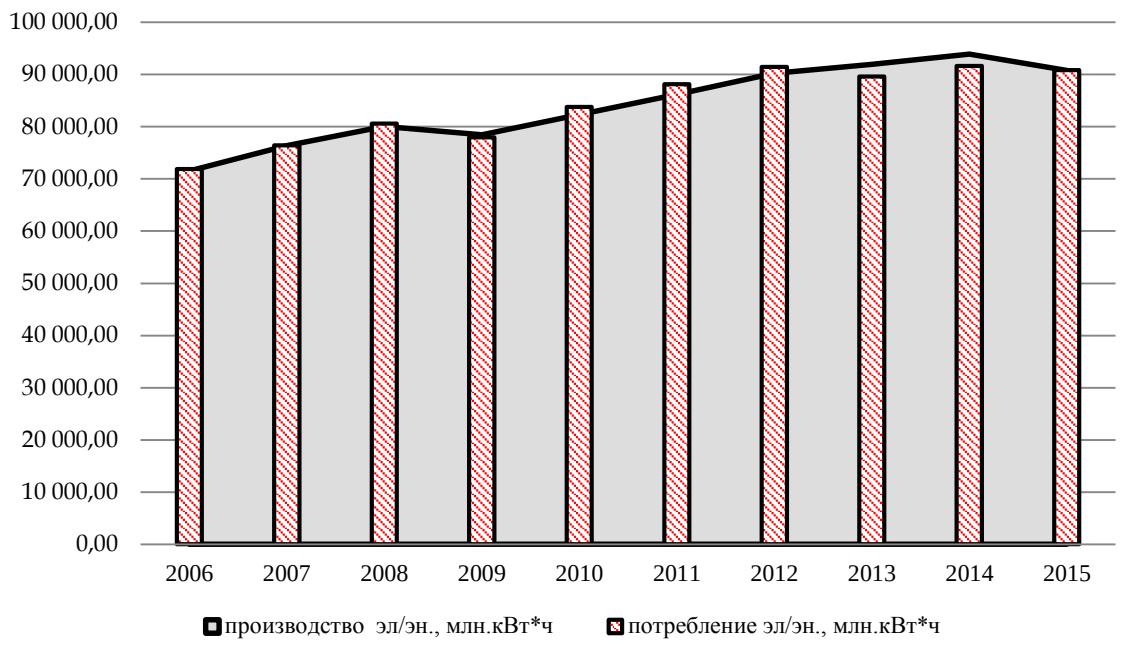


Диаграмма 3.8 –Производство и потребление электроэнергии за период 2006-2015 гг., млн.кВт*ч

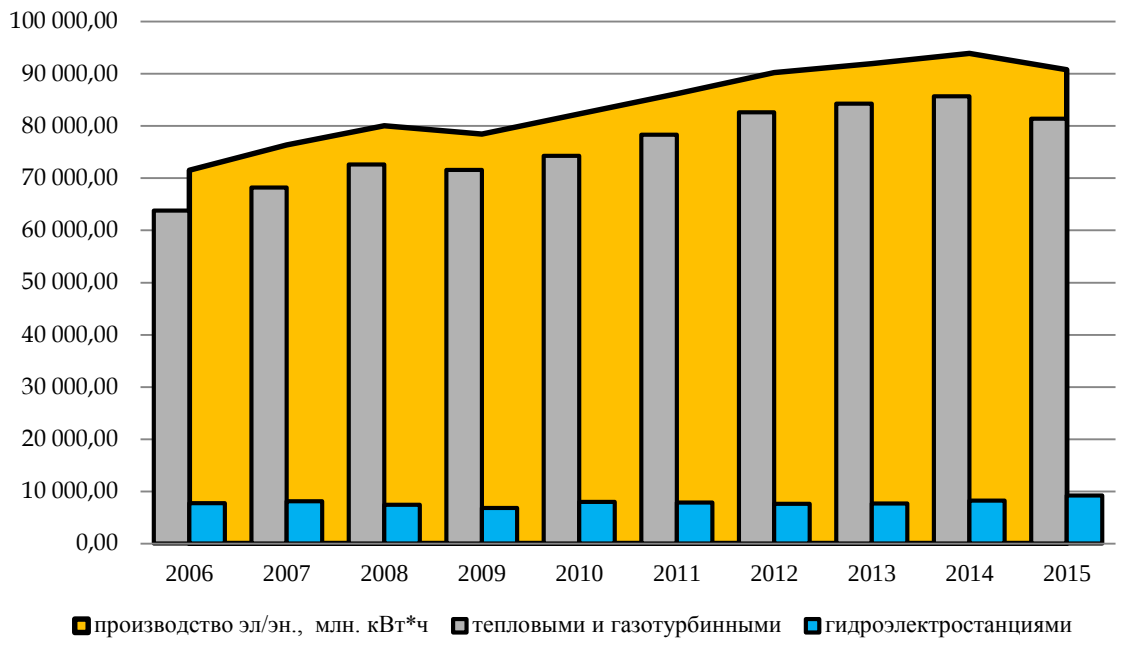


Диаграмма 3.9 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) за период 2006-2015 гг. по видам электростанций

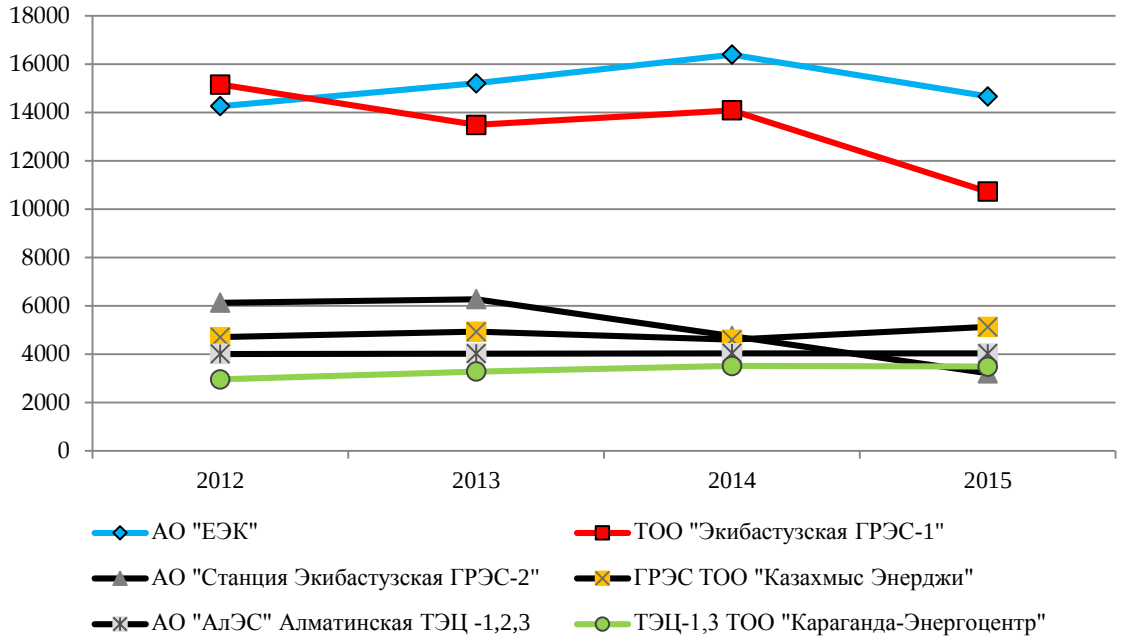


Диаграмма 3.10 – Производство электроэнергии (млн.кВт.ч.) за период 2012-2015 гг. по ведущим электростанциям

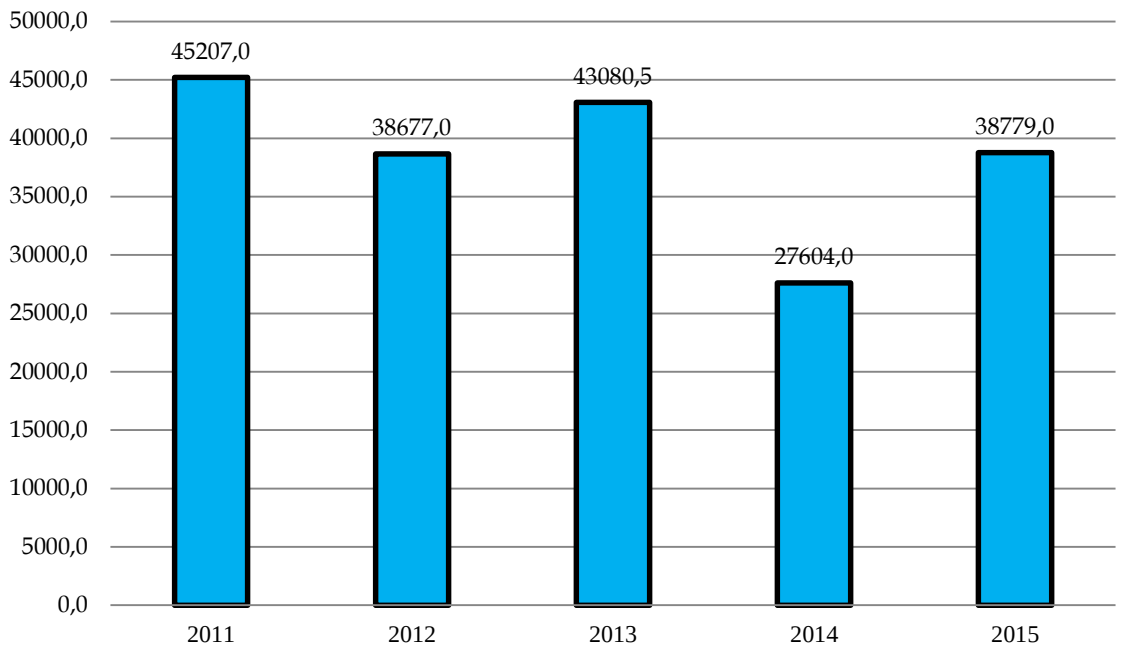


Диаграмма 3.11 – Общее конечное энергопотребление за период 2011-2015 гг., 1000 т.н.э.

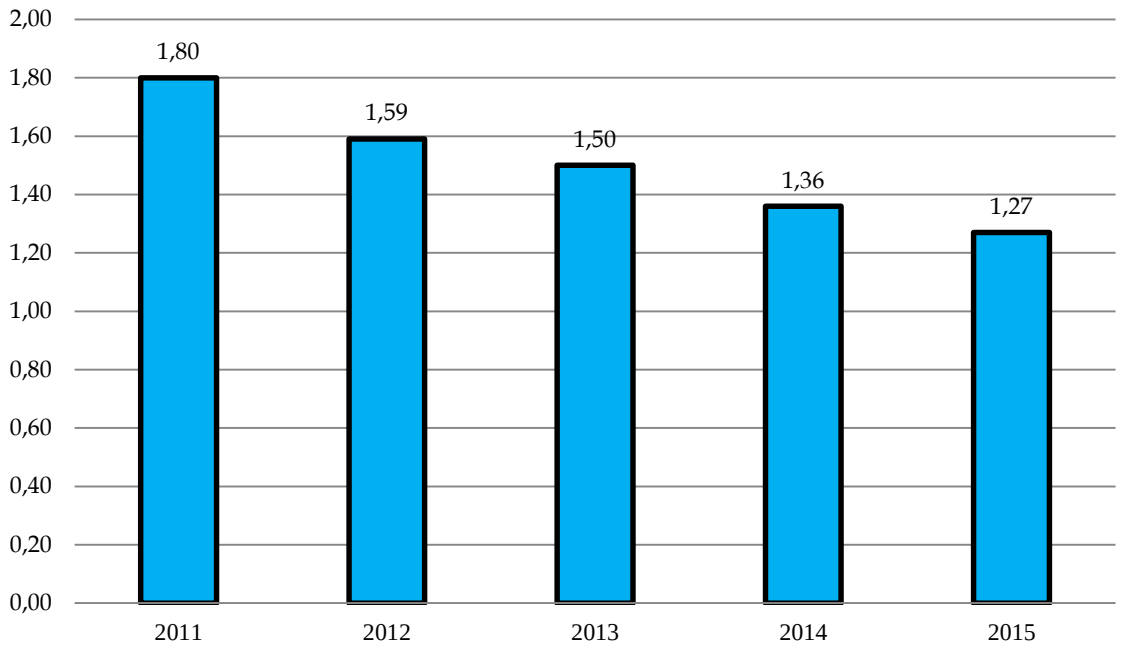


Диаграмма 3.12 – Энергоемкость ВВП за период 2011-2015 гг., т.н.э. на тыс.долл. США в ценах 2000г.

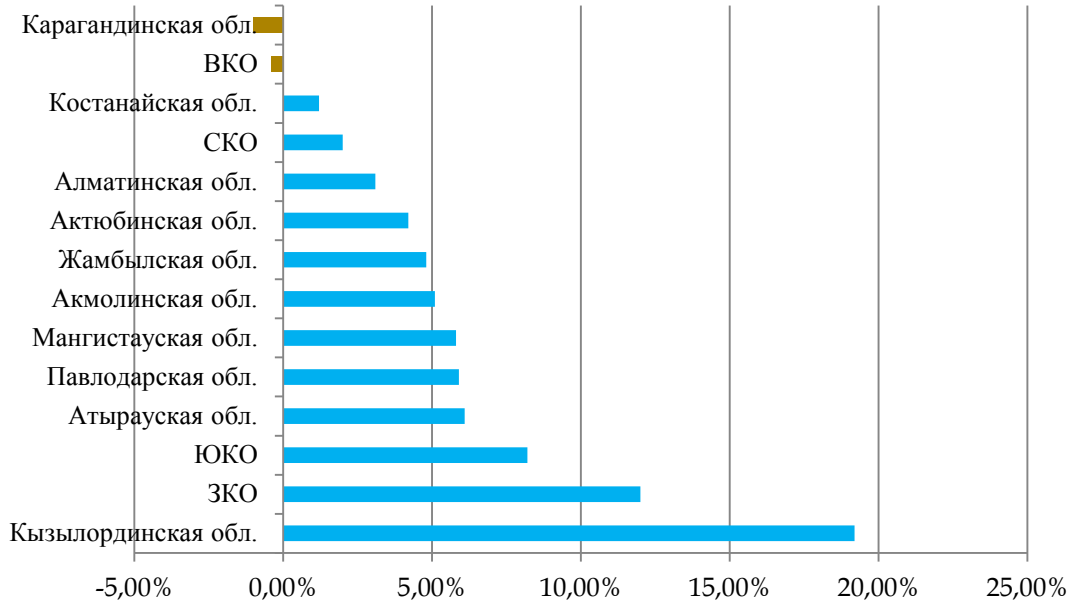


Диаграмма 3.13 – Средний рост объемов электропотребления в год промышленностью Казахстана в разрезе областей за последние 10 лет

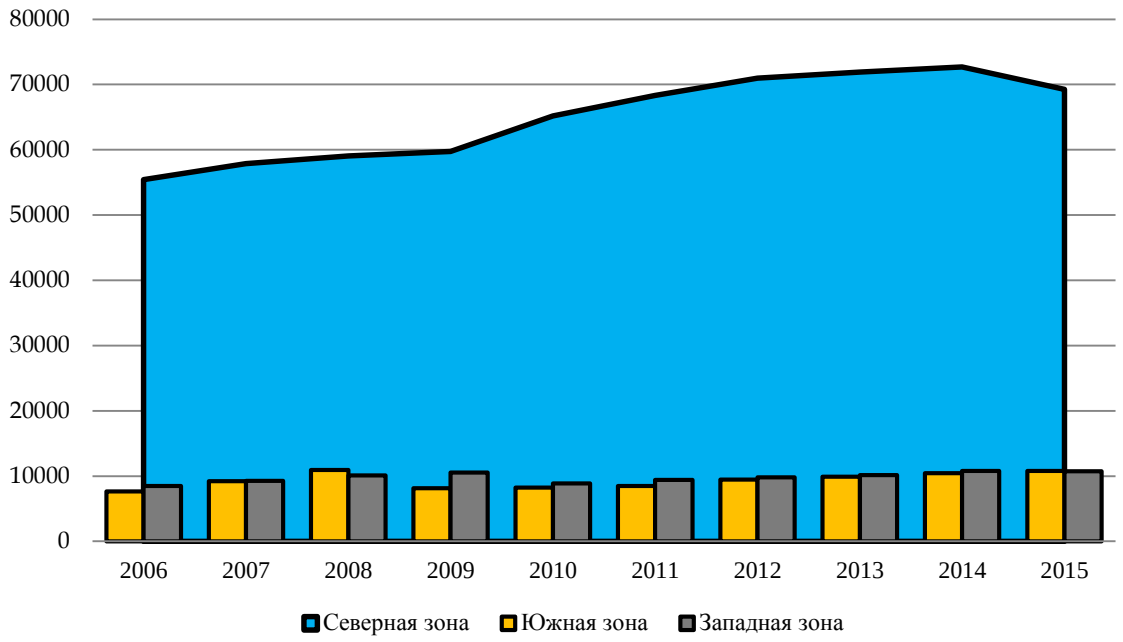


Диаграмма 3.14 – Производство электроэнергии по зонам за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

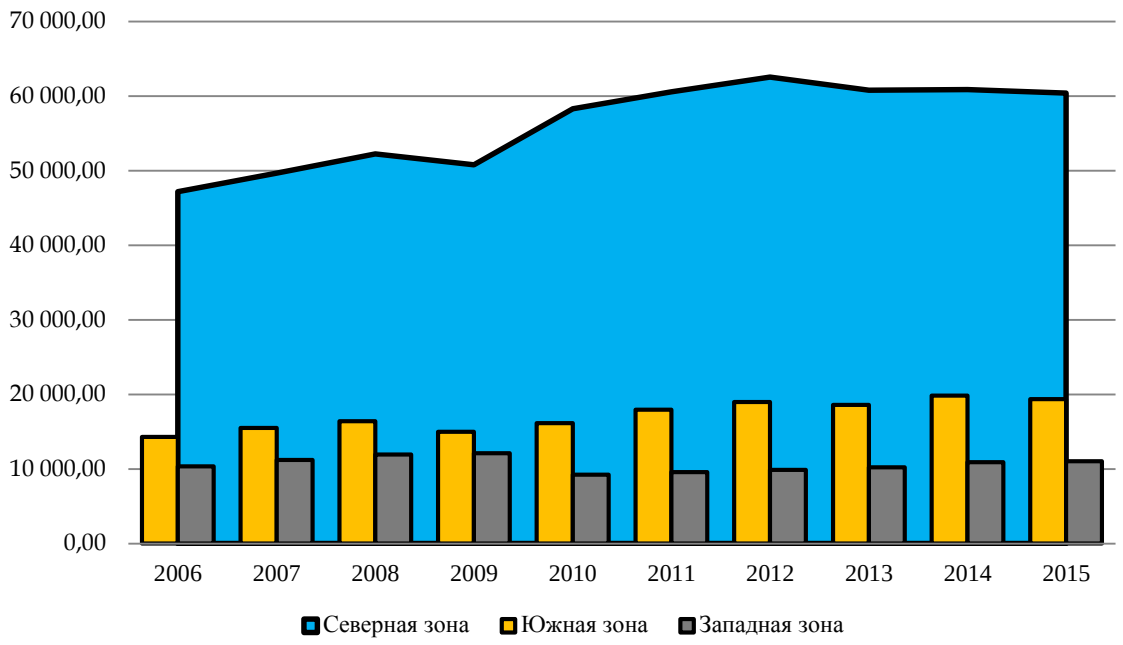


Диаграмма 3.15 – Потребление электроэнергии по зонам за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

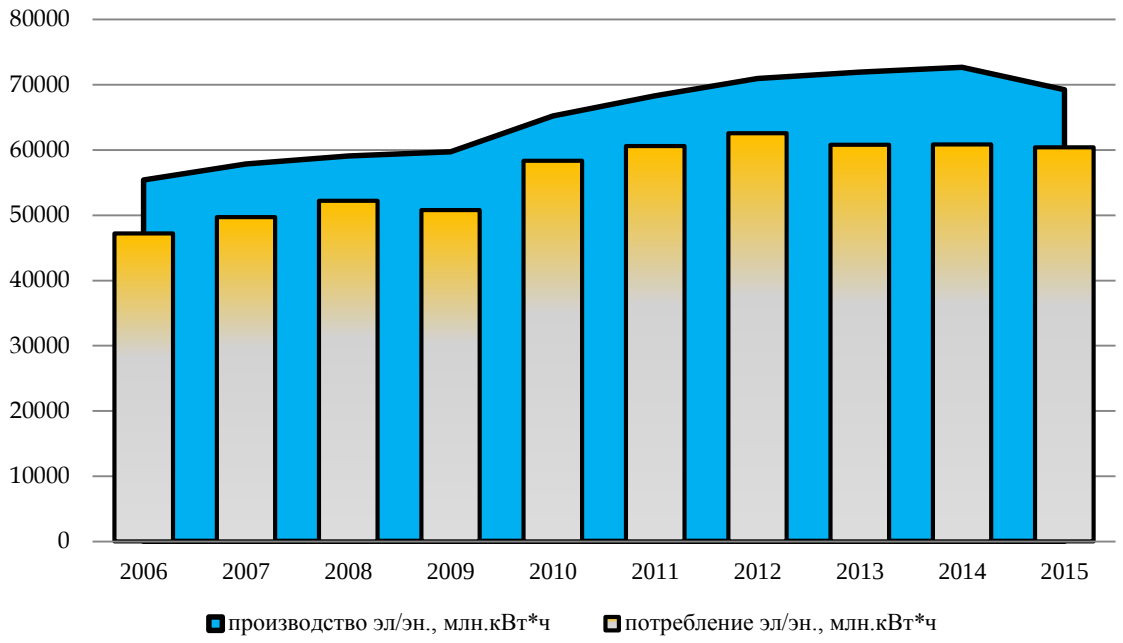


Диаграмма 3.16 – Баланс производства и потребления электроэнергии в Северной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

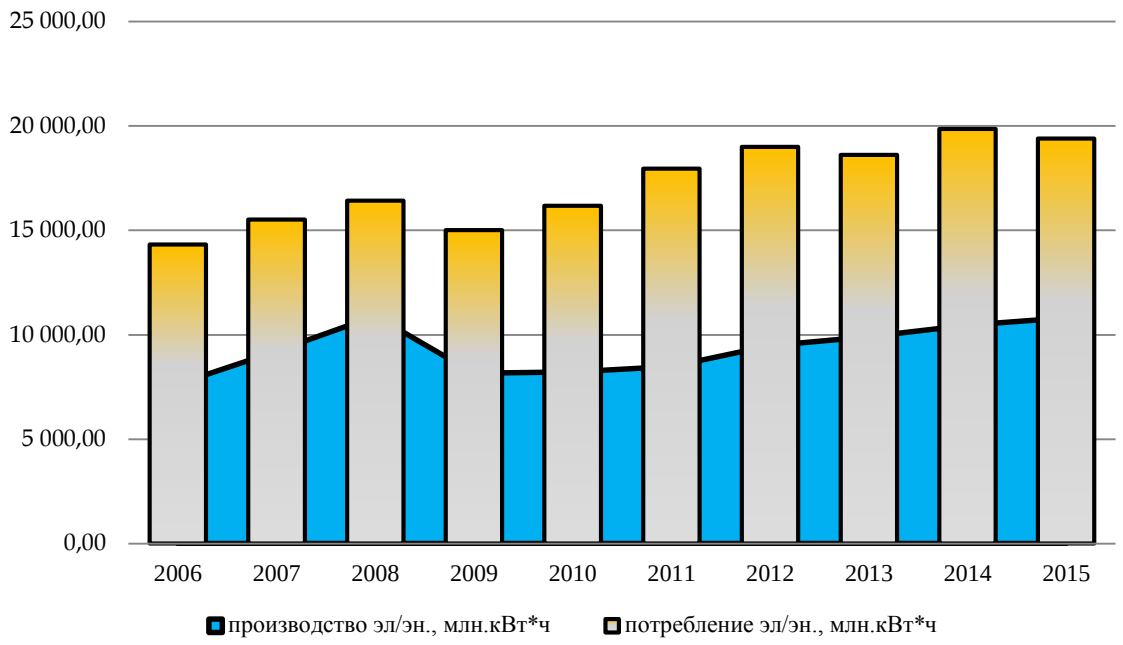


Диаграмма 3.17 – Баланс производства и потребления электроэнергии в Южной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

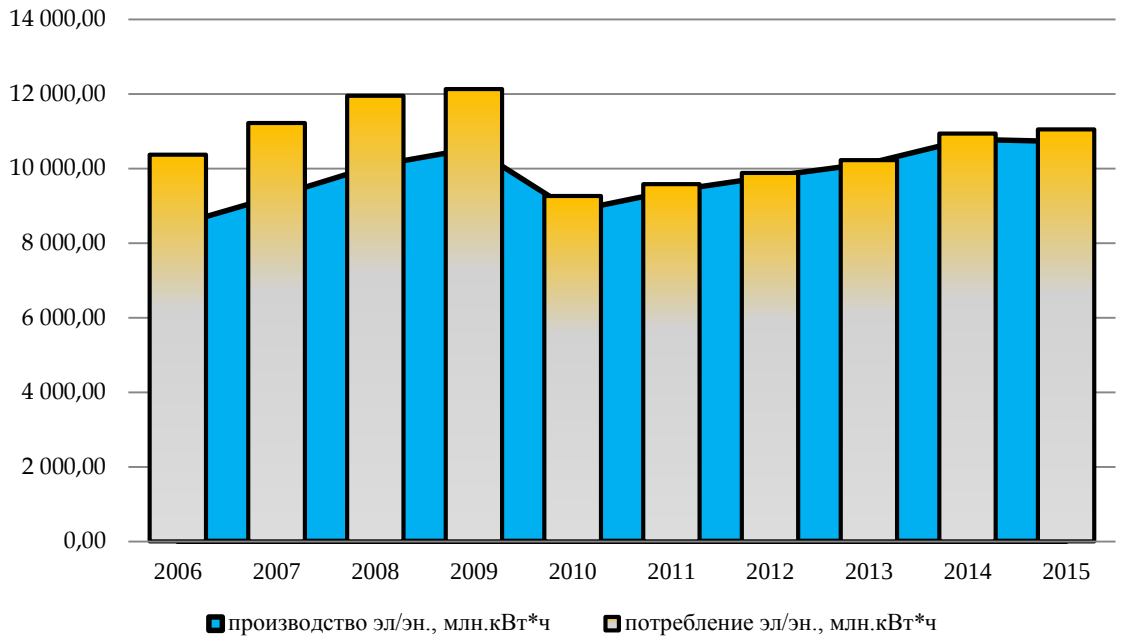


Диаграмма 3.18 – Баланс производства электроэнергии в Западной зоне за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

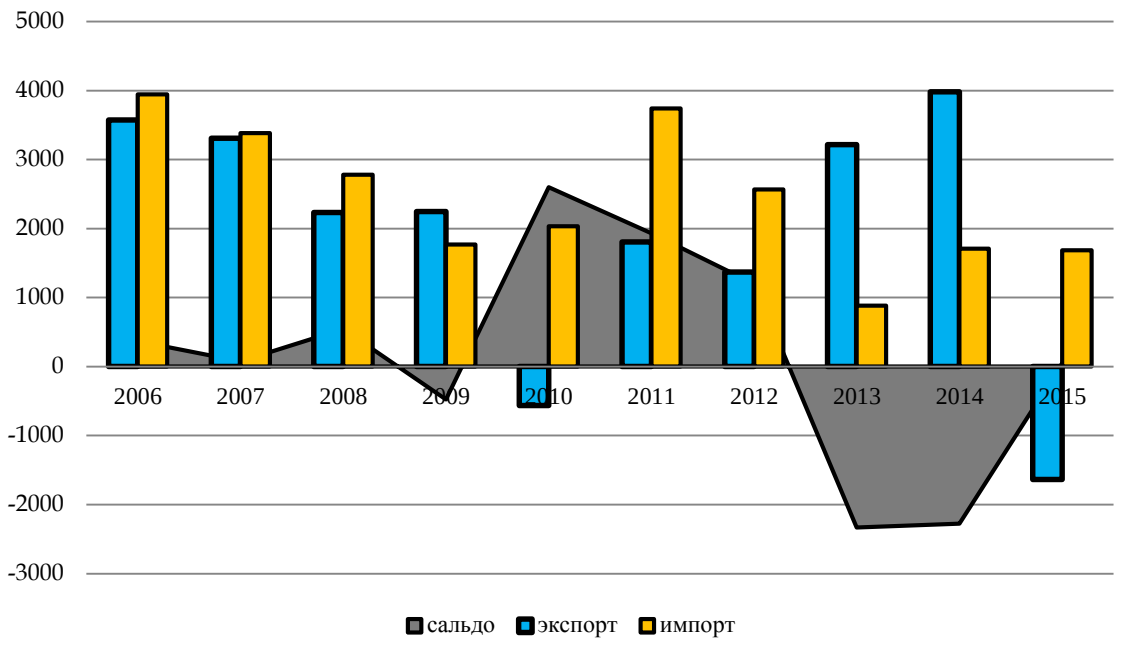


Диаграмма 3.19 – Импорт-экспорт электроэнергии за период 2006-2015 гг., млн.кВт.ч.

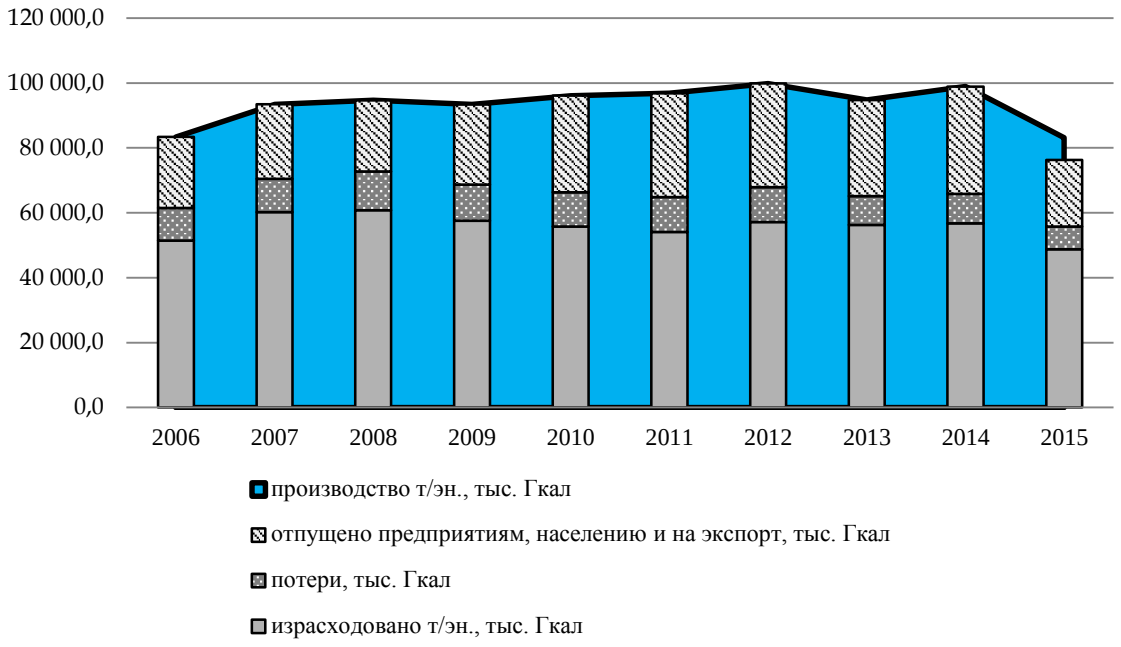


Диаграмма 3.20 – Баланс теплоэнергии (тыс.Гкал) за период 2006-2015 гг.

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 результатов, перечень которых приводится в таблице 3.1.

Таблица 3-1 – Прогноз основных параметров энергетической отрасли Казахстана[41].

Ввод новых генерирующих мощностей	+2005 МВт относительно уровня 2013 года	+3884 МВт относительно уровня 2015 года	+1645 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		

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 3-2 – Баланс мощности ЕЭС Казахстана в 2017-2030 гг.

Параметр	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Максимальная потребляемая электрическая мощность	17000	17500	18000	18500	20500	23600
Необходимый резерв мощности	1641	1991	2018	2049	2210	2248
Генерация	19849	20594	21379	22422	24158	26100
Дефицит (+) /Избыток (-)	-1209	-1104	-1362	-1874	-1448	-252

Учитывая огромный потенциал для повышения энергоэффективности, энергосбережение отнесено к стратегическим задачам государства. В связи с этим, в сентябре 2013 года была утверждена Программа «Энергосбережение – 2020». Целью данной программы является создание условий для снижения энергоемкости ВВП Республики Казахстан и повышение энергоэффективности путем снижения энергопотребления и сокращения неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов. В рамках данной Программы планировалось ежегодное 10% снижение энергоемкости ВВП в течение 2013-2015 годов, а к 2020 году снижение энергоемкости ВВП не менее чем на 40% от уровня 2008 года.

Технический потенциал энергосбережения в республике оценивается на уровне 27,75% от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов –

[41] Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года. http://adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724

17,36 млн. т.н.э. В то же время, в условиях Казахстана экономически оправданной будет реализация только части этого потенциала порядка 19% от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов или порядка 12 млн.т.н.э. Необходимый объем инвестиций на реализацию экономического потенциала – 4 млрд. долл. США.

Поскольку почти 20% существующих мощностей для выработки электроэнергии в Казахстане были введены в эксплуатацию до 1970-х годов, в стране имеется возможность (в тех случаях, когда это представляется целесообразным с практической и экономической точек зрения) перейти от повсеместного использования угля (доля которого составляет приблизительно 70%) в качестве топлива для электростанций к более диверсифицированной схеме, основанной на более широком применении газа, возобновляемых источников и атомной энергии.

Однако, с учетом наличия в Казахстане большого количества дешевого угля и комплекса крупных угольных электростанций, в течение следующих двух десятилетий предполагается, что страна в значительной степени будет полагаться на угольное топливо, хотя со временем доля угля для выработки электроэнергии, вероятно, будет постепенно сокращаться «В перспективе до 2030 года основным источником спроса на энергетический уголь останется внутренняя угольная генерация Республики Казахстан. С учетом планов по вводу и выбытию генерирующих мощностей потребность в угле продолжит расти: к 2030 году мощность новых угольных электростанций составит 20% от совокупной установленной мощности, при этом доля старых сократится с текущих 60% до 39%. Общая потребность в энергетическом угле для тепло- и электрогенерации в Казахстане вырастет к 2030 году с текущих 53 до 76 млн. тонн, то есть на 50%.»[41].

4. Влияние угледобывающей промышленности и потребления угля на окружающую среду в Казахстане

Основная часть залежей угля Казахстана отличается высоким содержанием влаги и относительно низкой теплотворной способностью, а также высоким содержанием золы и серы. Данные характеристики в сочетании с присутствием значительных объемов метана на большинстве месторождений приводят к тому, что добыча и потребление угля в Казахстане оказывают более серьезное воздействие на окружающую среду, чем во многих других регионах мира, несмотря на то, что отдельные залежи (например, Экибастузского бассейна) обладают высокой экономической конкурентоспособностью из-за крайне низких затрат на добычу.

Как известно, основным видом топливно-энергетических ресурсов Казахстана является уголь, поставки которого осуществляются в основном из Экибастузского, Карагандинского и Кузнецкого месторождений. Сжигание органического топлива для получения электрической и/или тепловой энергии, и, в особенности, электроэнергетика с её огромными централизованными электростанциями, является одной из основ функционирования современного общества и экономики Казахстана.

В Казахстане при сжигании углей ежегодный выход золы и золошлаковых смесей составляет около 19 млн.т/год, в золоотвалах к настоящему времени накоплено более 300 млн.т отходов; в атмосферу в виде выбросов ежегодно поступает около 250 млн. т. мелкодисперсных аэрозолей, которые, как известно, способны заметно изменять баланс солнечной радиации у земной поверхности. Аэрозоли являются ядрами конденсации для паров воды и формирования осадков; а попадая в органы дыхания человека и других организмов, вызывают различные респираторные заболевания.

Кроме того, в части выбросов парниковых газов основной объем принадлежит также энергетическому сектору, основное топливо которого, как было уже сказано выше, составляет уголь (84%). На долю энергетического сектора приходится более 80% от общего объема выбросов парниковых газов в масштабах всей страны.

Отчасти ввиду отрицательных экологических последствий добычи и применения угля, а также трудностей, связанных с транспортировкой угля в Россию и другие страны, в настоящее время проводится оценка возможностей по добыче и использованию метана угольных шахт (МУШ) и метана угольных пластов (МУП). Казахстан отличается особенно загазованными угольными шахтами. Концентрация МУШ доходит до потенциально опасных значений (в среднем 18-24 $м^3$/ т; местами до 33 $м^3$/т) на глубоких шахтах, в частности, в Карагандинском бассейне. Таким образом, извлечение (дренаж) метана здесь является обязательным для обеспечения безопасности условий шахтной добычи. Возможность как-то использовать метан, а не просто выпускать его в атмосферу, также позволит сократить выбросы парниковых газов.

В качестве твердого топлива в Казахстане больше всего используется Экибастузский уголь, характеризующийся высокой зольностью (30-40%). Зола Экибастузских углей содержит до 30% оксида алюминия. Только с золой Экибастузских ГРЭС ежегодно сбрасывается в отвал около 6 млн.т. оксида алюминия. Следовательно, золы Экибастузских углей являются фактически неисчерпаемым источником сырья для производства глинозема. Кроме того, в золе содержатся и другие микроэлементы, например, ванадий.

В соответствии с мировыми нормативами по охране атмосферы выбросы пылеугольных ТЭС лимитируются в настоящее время по четырем ингредиентам: летучей золе, оксидам серы, азота и углерода.

Таблица 4-1 – Действующие нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами ЕС для существующих электростанций, мг/м^3

Тип выбросов	Казахстан	Промежуточные стандарты	Европейский союз
Твердые частицы (зола)	1200-1600	300-600	50-100
Диоксид серы (SO2)	2000-3000	1000-1500	400
Оксиды азота (NOx)	600	650	500

Стандарты, которые установлены законодательством Казахстана ниже необходимых требований, которые нужны, чтобы достичь существенных сдвигов в области экологии.

«В Казахстане приемлемым считается то, что при сгорании одной тонны условного топлива в атмосферу выбрасывается 7–14 кг твердых частиц (в зависимости от мощности котлов на станции), 13–25 кг диоксида серы, 7–11 кг оксидов азота. В США это уже другие цифры: 0,5–1,5 кг твердых частиц на тонну, 9,5–19 кг диоксида серы, 4–10 кг оксидов азота. Еще более разительный разброс цифр по переработке золы: в Казахстане перерабатывается менее 8% (остальное хранится на золоотвалах), в странах ЕС – 90%.»[42]

Применительно к одной из Экибастузских ГРЭС мощностью 4 млн.кВт расчеты показали, что расходы на доведение выбросов пыли, окислов серы и азота до нормативов нового технического регламента 2007 г. «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электрических станций» привели бы к повышению стоимости отпускаемой энергии в 1,5 раза[43]. Учитывая столь значительные предстоящие траты, энергетическая отрасль уже к 2010 г. смогла оперативно изменить вышеупомянутый регламент в сторону ослабления требований (в т.ч. к «старым» электростанциям)[44].

Необходимо также отметить, что методическая база по расчету выбросов и расчету платежей за выбросы от сжигания угля, действующая в настоящее время в Казахстане, не предусматривает учет выбросов тяжелых металлов, в том числе ртути. В 2002-2003 гг. сотрудниками Алматинского института энергетики и связи было проведено исследование по сбору образцов углей Центрального Казахстана и анализу на содержание в них ртути. Результаты исследований представлены в таблице 4.2. и нижеприведенные расчеты неопровержимо доказывают, что угледобыча и использование углей являются мощным и постоянным источником эмиссий токсичной ртути в окружающую среду.

---

[42] https://forbes.kz/process/probing/pyil_vekov

[43] Казахстан: Энергетическая безопасность, энергетическая независимость и устойчивость развития энергетики. Состояние и перспективы. Аналитическое исследование. - Программа развития ООН в Казахстане. Институт энергетических исследований. – Астана. 2009.

[44] «Отыграли назад. Проблему «грязных» ТЭЦ в Казахстане решать пытались, но как-то безуспешно, из-за несогласованных действий Министерства охраны окружающей среды и отраслевого министерства, отметили в КНЭП. К примеру, в 2007 году постановлением правительства РК был утвержден технический регламент «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электрических станций». Данным документом были установлены одинаковые требования по эмиссиям для существующих и новых котельных установок с 2013 года, и большинство существующих ТЭЦ оказались «вне закона». Станции нужно было срочно реконструировать, соответственно, потребовались огромные деньги. Проблему решили элегантно, существенно ослабив требования по эмиссиям вредных веществ… – «летом 2010 года был принят новый регламент. Теперь в Казахстане считается допустимой работа котлов новых ТЭЦ с выбросами твердых частиц 100–200 мг/нм3, в Европе – 30, оксидов азота в Казахстане 500 мг/нм3, в Европе – 200, оксидов серы в Казахстане 780 мг/нм3, в Европе – 200». https://forbes.kz/process/probing/pyil_vekov

Таблица 4-2 – Среднее содержание ртути в углях Центрального Казахстана

№	Угольный бассейн	Средняя концентрация, мкг/кг
1.	Разрез Шубаркольский, Карагандинская область	6
2.	Разрез Куучекинский, Карагандинская область	12
3.	Разрез Молодежный, Карагандинская область	14,5
4.	Шахта Шахтинская, Шахтинск, Карагандинская область	13
5.	Шахта Долинская, Долинка, Карагандинская область	Менее 5
6.	Шахта Кировская, Караганда	5
7.	Шахта №22 «50 лет Октября», Караганда	8
8.	Шахта №12, Шахан, Карагандинская область	212
9.	Шахта Тентекская, Шахан, Карагандинская область	8
10.	Шахта Степная, Шахан, Карагандинская область	12
11.	Шахта Костенко, Караганда	5
12.	Разрез Ерементау, Акмолинская область	6
13.	Разрез Богатырь, Экибастуз, Павлодарская область	16,5
14.	Разрез Восточный, Экибастуз, Павлодарская область	14
15.	Разрез Северный, Экибастуз, Павлодарская область	68

В рамках настоящего отчета была предпринята попытка рассчитать объем тяжелых металлов, выбрасываемых в составе летучей золы при сжигании угля. По результатам расчета (таблица 4.3) можно сделать вывод, что в атмосферный воздух вместе с золой от сжигания угля, израсходованного для производства электро- и теплоэнергии в 2015 году в Казахстане, было выброшено около 541 тыс. тонн тяжелых металлов, в том числе объем выбросов тяжелых металлов 1-ого класса опасности составил 50,9%, объем выбросов тяжелых металлов 2-го класса опасности – 3,8% и объем выбросов тяжелых металлов 3-го класса опасности – 42,5%.

Таблица 4-3 – Выброс тяжелых металлов с золой при сжигании угля для производства электро- и теплоэнергии в Казахстане в 2015 году, тыс.тонн

Наименование тяжелых металлов	Класс опасности тяжелых металлов	Удельный выброс тяжелых металлов с золой, т/т сжигаемого угля		Объем угля, израсходованного на производство электро- и теплоэнергии в Казахстане в 2015 году, тыс.т	Объем выбросов тяжелых металлов с золой, тыс.т/год
мышьяк	1	490	0,000490	50 505	24,7
бериллий		30	0,000030		1,5
кадмий		30	0,000030		1,5
свинец		2100	0,002100		106,1
цинк		2800	0,002800		141,4
ртуть		5	0,000005		0,3
хром	2	370	0,000370		18,7
кобальт		40	0,000040		2,0
медь		300	0,000300		15,2
барий	3	1900	0,001900		96,0
стронций		1800	0,001800		90,9
ванадий		850	0,000850		42,9
итого					541,2

Город Караганда – характерный пример крупного промышленного города, где практически вся энергия производится сжиганием угля, как для нужд промышленности, так

и для производства электричества и тепла. Воздействие сжигания угля на окружающую среду на примере г. Караганда наглядно демонстрирует все отрицательные факторы использования угля в качестве энергоносителя. ТЭЦ-3, расположенная в северной части Караганды, основной производитель электрической и тепловой энергии (сырье: уголь и мазут).

В 1991-1993 гг. в Караганда-Темиртауском промышленном районе проводилось эколого-геохимическое картирование химического загрязнения природных сред. По результатам опробования покрова[45], проведенного в рамках этих работ, были получены следующие результаты:

1) Вокруг ТЭЦ-3 в радиусе 1-3 км выпадает пыли в среднем 2 500 кг/км^2 в сутки (от 1500 до 4300), что в 2-5 раз выше среднего объема пыли в г. Караганде и в 40 раз больше фоновых значений Караганда-Темиртауского промрайона (60 кг/км^2 в сутки).[46]
2) В пылевых выпадениях содержатся повышенные содержания селена, ртути, фосфора, молибдена и др. элементов. В районе ТЭЦ-3 за счет ее воздействия, а также влияния расположенных рядом промышленных предприятий, также получающих энергию от сжигания угля (АО «Теплоприбор», Казстройполимера, ж/д станции Сортировочная) установлено разной степени загрязнение почв Pb, Zn, Cd, Hg, Se (I класс); Cr, Cu, Mo, Sb (II класс); Mn, Bi, P (III класс).
3) Особую опасность для окружающей среды представляет полигон золошлаковых отходов – золоотвал ТЭЦ площадью 270 га, который размещается на северо-восточной окраине г. Караганда. Золошлаковые отходы содержат ряд токсичных элементов в концентрациях, превышающих фон, а в ряде случаев и ПДК почв по P, Se, Be, Cu, W, Bi, F, Hg, Mn, Sr. Золошлаковые отходы при наличии на стволе золоотвала «сухих» пляжей легко переносятся ветром по основным направлениям ветра. Это явилось причиной видимого химического загрязнения почв в восточном и северо-восточном направлениях от золоотвала в сторону дачных массивов г. Караганды и села Кокпекты (Бухар-Жырауский район, Карагандинская область). Имевший место в 1996г. прорыв дамбы золоотвала привел к загрязнению окружающей среды (рисунки 4.1-4.2). В 2004 году была проведена рекультивация золоотвала, в настоящее время золоотвал закрыт.

В целом предприятия угольной и топливно-энергетической промышленности вносят большой вклад в загрязнение атмосферы г. Караганда. Несмотря на относительно невысокие содержания токсичных элементов в выбросах в атмосферу и промотходах, наибольшему загрязнению подвергнуты площади города в пониженных частях современного рельефа.

Еще одной из проблем Карагандинского угольного бассейна является загрязнение воздушной среды шахтным газом метаном, выделяющимся при разработке угольных

---

[45] «Эколого-геохимическое картирование химического загрязнения природных сред в Караганда-Темиртауском промрайоне», 1992-1994гг., КазИМС (Казахстанский Институт минерального сырья) Академии Наук РК, Карагандинская геохимическая экспедиция, ОО Карагандинский областной Экологический Музей

[46] Данные обследования окружающей среды предприятий г. Караганда при разработке методических пособий по составлению экологического паспорта предприятия на основании классификации отходов предприятия для получения разрешения на природопользование, КАЗМЕХАНОБР, Геохимическая экспедиция. Караганда, 1991-1993гг.

месторождений. Приблизительные запасы метана, содержащиеся в промышленных угольных пластах Карагандинского угольного бассейна, составляют около одного трлн.м^3.

Ежегодно в атмосферу выбрасывается несколько сот миллионов кубометров газа метана (в 2001 г. – 323 млн.м^3). Утилизируется лишь около одного процента, который сжигается в котельных шахтах, что является явно недостаточным.

Проект утилизации шахтного газа-метана вошел в перечень приоритетных экологических проблем Карагандинской области. Реализация проекта утилизации газа метана позволит прекратить его выбросы в атмосферу, рационально использовать топливные ресурсы, обеспечить безопасность ведения горных работ.

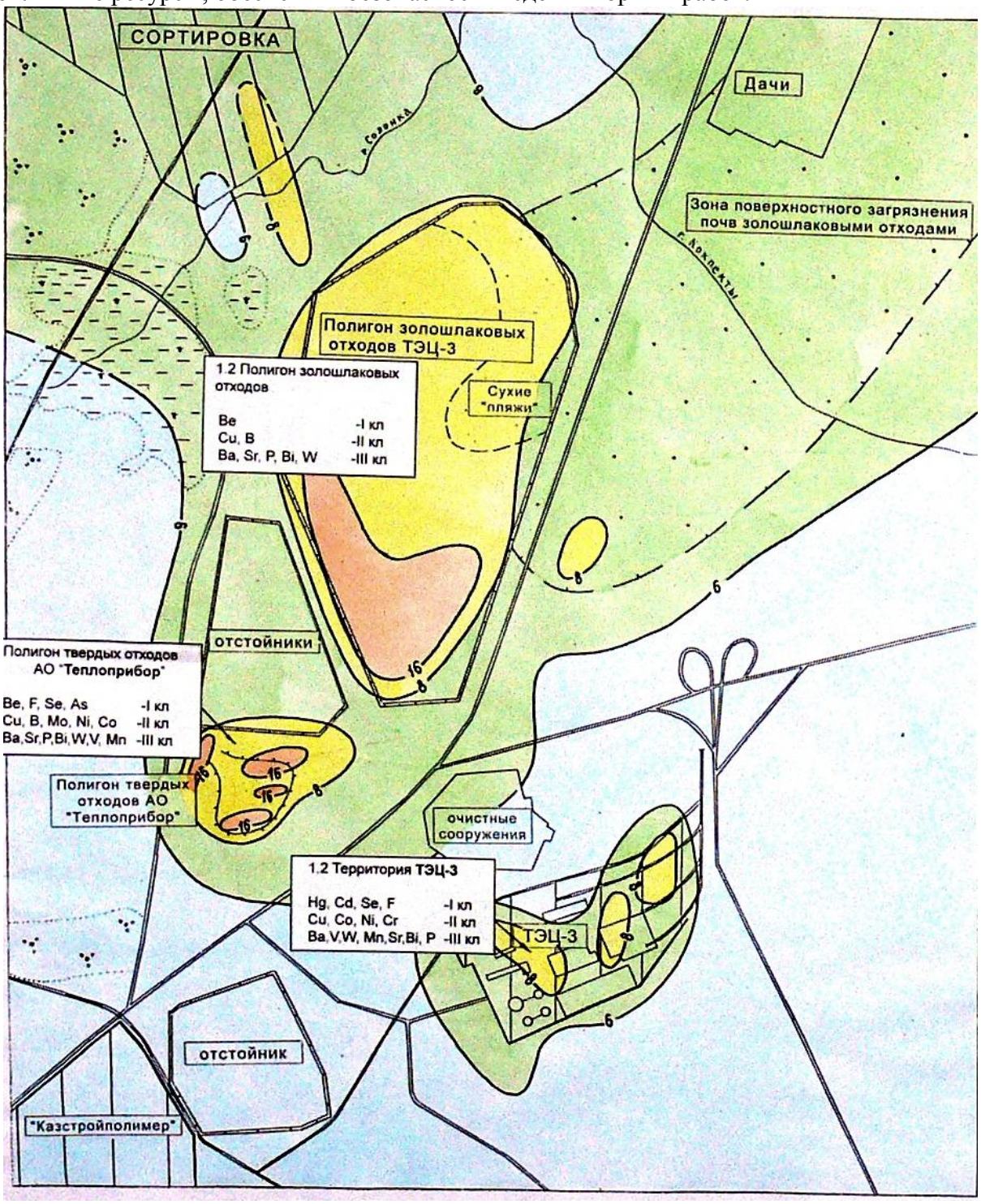


Рисунок 4.1 – Карта-схема суммарного показателя загрязнения почв района расположения Карагандинской ТЭЦ-3

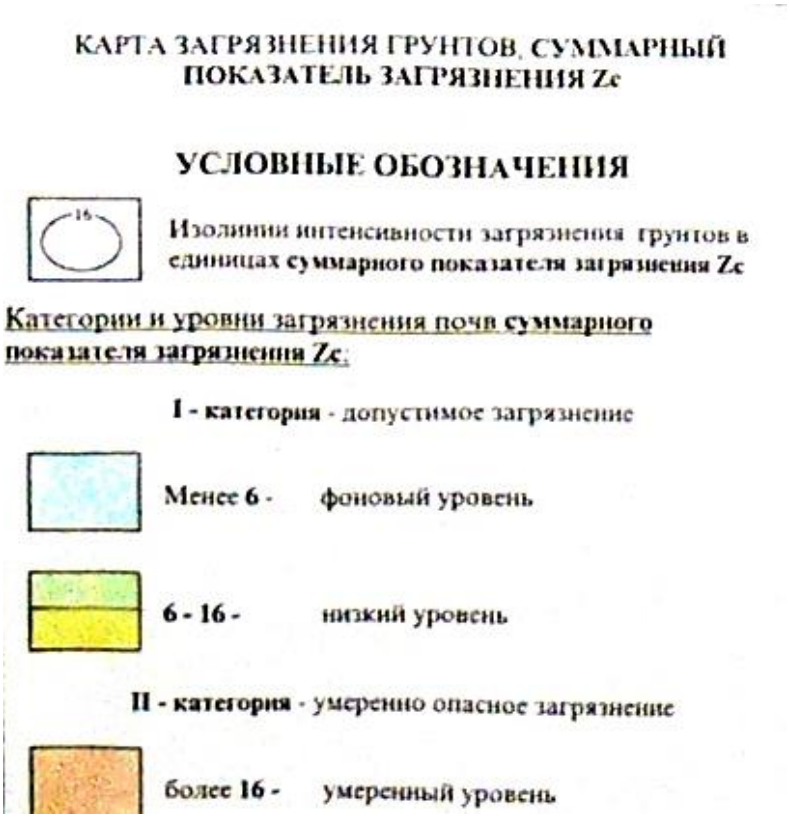


Рисунок 4.2 Условные обозначения к карте-схеме суммарного показателя загрязнения почв района расположения Карагандинской ТЭЦ-3

5. Стратегические планы и перспективы потребления угля. Факторы влияния.

В открытом доступе были обнаружены следующие документы, в которых содержатся элементы стратегического планирования угольной электротеплогенерации, добычи, потребления и реализации угля на рынке.

- Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства»[47]
- Концепция по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира[48]
- Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»[49] и План мероприятий по реализации Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" на 2013 - 2020 годы[50]
- Государственная программа инфраструктурного развития «Нұрлы Жол» на 2015-2019 годы,
- Стратегический план Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014- 2018 годы51
- Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010-2014 годы
- Долгосрочная Стратегия развития АО «Самрук-Энерго»52 на 2015-2025 годы
- Концепция развития газового сектора 2030 года Постановл Правит от 5 декабря 2014 № 1275
- Постановление Правительства, Генеральная схема газификации 2015 – 2030, 04-11-14_1171
- Государственная Программа по форсированному индустриально-инновационному развитию РК на 2010 - 2014 годы[53]
- Астана, 2010 год http://adilet.zan.kz/rus/docs/U100000958_#z12

5.1. Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства»

Относительно перспектив угольной энерго- и теплогенерации является запланированный в Стратегии 2050 «Постепенный перевод угольных ТЭЦ на природный газ и строительство новых тепловых электростанций, работающих на природном газе, путем создания соответствующей инфраструктуры в крупных городах страны». Однако опыт взаимодействия авторов настоящего отчета с представителями Министерства

---

[47] Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства», http://www.akorda.kz/upload/%D0%A1%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%B8%D1%8F%20%D0%9A%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD-2050.doc

[48] Концепция по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира, https://egov.kz/cms/ru/law/list/U1400000732

[49] Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», Утверждена Указом Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577, https://strategy2050.kz/static/files/Concept_Rus.pdf

[50] Об утверждении Плана мероприятий по реализации Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" на 2013 - 2020 годы, Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 июля 2013 года № 750, http://adilet.zan.kz/rus/docs/P1300000750#z0

[51] Стратегический план Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014 – 2018 годы, Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от «28» октября 2014 года № 79, ???

[52] Долгосрочная Стратегия развития АО «Самрук-Энерго» на 2015-2025 годы, утверждена решением Совета директоров АО «Самрук-Энерго» №06/15 от 15 октября 2015 г., ???

[53] Государственная Программа по форсированному индустриально-инновационному развитию РК на 2010 - 2014 годы, http://adilet.zan.kz/rus/docs/U100000958_#z12

Энергетики, показывает, что эти планы пока не нашли своего воплощения на уровне дей)ствующих планов индустриального развития и бюджетного планирования.

Запланирован также «ускоренный переход к низкоуглеродной экономике», для чего, в том числе среди других мер «**К 2050 году в стране на альтернативные[54] и возобновляемые виды энергии должно приходиться не менее половины всего совокупного энергопотребления**», а планирование электроэнергетики должно осуществляться «с учетом развития современных традиционных технологий и ВИЭ».

Такая цель повлечет снижение существующей доли угольной генерации (70%[55]). В среднесрочном периоде планируется «внедрение проектов по развитию ветровой, солнечной энергетики, а также в биоэлектроэнергетике, производимой путем переработки сельскохозяйственных культур и отходов. Совокупная доля ветровой, солнечной и биоэнергии будет доведена до 3 % от общего объема производимой электроэнергии к 2020 году.»

Предусматривается также, что «**Выбросы углекислого газа при производстве электроэнергии будут снижены с 1 000 г/кВт.ч до 350 г/кВт.ч**.» К сожалению, не указано для каких видов генерации запланировано данное значение.

Стратегия 2050 предполагает также «**Обеспечение всего населения страны доступом к чистому воздуху**» и «**Ужесточение стандартов по выбросам пыли, двуокиси серы и оксида азота**», «**Приведение стандартов выбросов промышленных предприятий в соответствие со стандартами Европейского союза**», что является важным, учитывая существующее значительное загрязнение воздуха от угольных электростанций.

Стратегия «Казахстан-2050» предписывает «Наращивать темпы добычи и поставки на рынки природных ресурсов с тем, чтобы использовать нынешний высокий спрос в интересах страны» при условии, что «Все добывающие предприятия должны внедрять только экологически безвредные производства».

Относительно перспектив атомной энергетики Стратегия 2050 планирует «**Развитие услуг по проектированию, строительству и эксплуатации атомных реакторов, обогащению топлива, управлению и обслуживанию атомных станций**, переработке и утилизации отработанного ядерного топлива».

5.2. Концепция по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира

«6. Изменение климата. В долгосрочной перспективе наибольший риск для Казахстана будет представлять дефицит водных ресурсов, что ограничит развитие отраслей промышленности, требующих высокого расхода воды, в частности, горно-металлургического комплекса и угольной энергетики.»

«3.5. Развитие альтернативной энергетики. Будут осуществляться **постепенный перевод угольных ТЭЦ на природный газ и строительство новых тепловых электростанций,**

---

[54] Анализ стратегических документов показывает, что к «альтернативным» видам энергии отнесена также атомная энергия.
[55] Прим.авторов

работающих на данном виде топлива, путем создания соответствующей инфраструктуры в крупных городах страны.»

5.3.Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»

Концепция[49] предполагает «максимальное продление сроков службы существующих угольных, газовых станций и ГЭС, так как это решение способно обеспечить самую низкую себестоимость электроэнергии». Кроме того, «предполагается установка пылегазоочистного оборудования в рамках модернизации существующих угольных станций для улучшения качества атмосферного воздуха и соответствия экологическим стандартам».

Концепция предусматривает три сценария развития электроэнергетики - Базовый, Зеленый с «дорогим» газом, и Зеленый с «дешевым» газом.

Соответствнно при базовом сценарии предусмотрен существенный рост уголной генерации до 2050 г. (на 80% от текущего уровня [2012 г.])

Зеленый сценарий с «дорогим» газом предусматривает умеренный рост угольной генерации до 2030 г., (на 40% от текущего уровня [2012 г.])

И, наконец, Зеленый сценарий с «дешевым» газом предполагает сохранение угольной генерации до 2030 г. на текущем уровне, и уменьшение после 2030 г. за счет вывода старых мощностей.

Концепция при любых сценариях предполагает строительство атомных электростанций в т.ч. – «Строительство 1,5 ГВт к 2030 г. и 2 ГВт к 2050 г».

ВИЭ во всех сценариях должна развивать следующими темпами: - «Ввод 4,6 ГВт ВЭС и 0,5 ГВт СЭС к 2030 г.».

Газовая генерация должна внедряться путем «перевода ТЭЦ в крупных городах на газ и ввод новых мощностей для балансировки ВИЭ», что впрочем не подкреплено конкретными исчислимыми целевыми параметрами.

5.4.Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 года

- доля газовых электростанций в выработке электроэнергии составит 20%;

- построены и введены в эксплуатацию АЭС[56] и Балхашская ТЭС;

- газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент обеспечивает газом весь юг страны в объеме до 6 млрд. куб. м в год;

- **будет осуществлена газификация Акмолинской и Карагандинской областей**;

---

[56] План не конкретизирует место размещения планируемой АЭС. В СМИ в качестве планируемых мест размещения АЭС последовательно назывались озеро Балхаш, города Актау и Курчатов. Прим.авторов

- доля альтернативных источников (солнечных и ветряных) в выработке электроэнергии составит не менее 3%;

- доля использования альтернативных источников энергии в общем объеме энергопотребления составит более 3%;

- произойдет снижение выброса углекислого газа в электроэнергетике до уровня 2012 года

5.5.Стратегический план Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014 – 2018 годы

Стратегический план МЭ РК констатирует и предполагает **дальнейшее сокращение добычи угля**, так как «Сокращение объемов потребления [казахстанского[57]] угля энергопроизводящими предприятиями России ведет к сокращению добычи». Для противодействия риску потери угольного рынка в России предполагается «Подписание совместного индикативного баланса угля Российской Федерации и Республики Казахстан на 2015-2020 гг.»

Добыча угля 2012-2014 гг. (*без учета угольного концентрата*), млн тонн

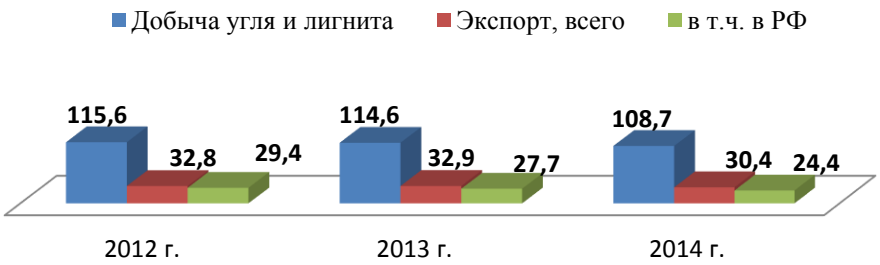


Диаграмма 5-1 Объемы добычи и экспорта угля в 2012-2014 гг.

Относительно перспектив развития атомной энергетики и ее возможного влияния на долю угольной энергогенерации отмечено также, что «Существующий научно-технический потенциал атомной отрасли не способен полноценно развивать другие направления исследований и проекты в области атомной энергии». Интересно отметить, что данное, весьма прагматичное и близкое к реальности заключение, идет в разрез с намерениями развития атомной энергетики, многократно озвученными в СМИ представителями МЭ РК.

Для противодействия риску возникновения техногенных катастроф, связанных с внезапными выбросами угля и газа запланировано «Внедрение новых методов дегазации угольных пластов во время эксплуатации, проработка вопросов организации промышленной добычи метана».

В описании приоритетов развития угольно отрасли отмечается, что в «Республике Казахстан мощности по добыче угля в значительной мере опережают спрос традиционного угольного рынка, то есть внутреннего рынка энергетического угля.

[57] Прим.авторов

В связи с этим, **приоритетным направлением в угольной промышленности является развитие переработки угля**, которая может обеспечить качественное изменение потребительских свойств продукции и, соответственно, увеличит ее рыночную цену, а самое главное — позволит выйти за пределы рынка энергетического угля и **создать новое направление в угольной отрасли – углехимическое,** получение из угля продукции нового поколения с высокой степенью передела.

Одним из важнейших направлений развития угольной промышленности является **использование угля для производства углеводородного сырья и сырья для нефтехимии – комплексная переработка угля (углехимия)**.

В Казахстане **ведутся работы по реализации проекта глубокой переработки углей с целью получения синтетических жидких топлив**. Реализация проекта может обеспечить внутренний рынок страны дизельным топливом, позволит развить центральный регион Республики Казахстан (создание рабочих мест, социальные и налоговые отчисления, развитие малого и среднего бизнеса и др.».

План обозначает в том числе, следующие целевые индикаторы развития:

№ п/п	**Целевой индикатор**	**Ответственный исполнитель**	**Источник информации**	**Ед. изм.**	**Отчетный год**	**План (факт) текущего года**	**Плановый период**				
					2012 год	**2013 год**	**2014 год**	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Стратегическое направление 1. Развитие электроэнергетики, угольной промышленности и сферы использования атомной энергии											
Цель 1.1.Бесперебойное обеспечение растущей потребности экономики страны в электроэнергии и социальных обязательств в угольной промышленности											
1.	Объем выработки электроэнергии*	Вице-министр Джаксалиев Б.М.	данные АО «КЕГОК»	млрд. кВт.ч.	90,2	91,9	92,1	91,4	**91,0**	92,7	93,0
2.	Рост располагаемой электрической мощности электростанций Казахстана	Вице-министр Джаксалиев Б.М	данные АО «КЕГОК»	МВт	15304	16160	16255	16350	16700	17100	17400
4.	Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии	Вице-министр Джаксалиев Б.М	ведомств. данные	%	17,5	18,4	18,5	18,6	18,7	18,8	18,9
7.	Доля переданных участков земель в МИО после ликвидации последствии деятельности шахт и разрезов бывшего производственного объединения «Карагандауголь»	Вице-министр Джаксалиев Б.М	ведомств. данные	%	-	-	8,4	11,2	12,4	17,2	17,3
8.	Рост производительности труда:	Вице-министр Джаксалиев Б.М									
	- в электроэнергетике		ведомств. данные	млн. кВтч/чел.	6,52	6,59	6,61	6,57	**6,52**	6,66	6,68

№ п/п	Целевой индикатор	Ответственный исполнитель	Источник информации	Ед. изм.	Отчетный год	План (факт) текущего года	Плановый период				
					2012 год	**2013 год**	**2014 год**	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	- в угольной промышленности:		ведомств. данные	тонн/чел							
	• открытая разработка				**4120**	**4040**	**3820**	**3640**	**3707,3**	**3707,3**	**3719,5**
	• подземным способом				**706,2**	**737,5**	**780,6**	**746,6**	**700,7**	**714,3**	**714,3**
Цель 2.2. Обеспечение внутренних потребностей экономики в природном газе											
25.	Уровень газификации населения	Вице-министр Мирзагалиев М.М.	Ведомств данные	%	29,12	30,61	32,10	42,31	**43,8**	43,95	44,15
Стратегическое направление 3. Улучшение качества окружающей среды											
Цель 3.1. Уменьшение эмиссий в окружающую среду, развитие возобновляемых источников энергии и переход к «зеленой экономике»*											
30.	Объем нормативных загрязняющих веществ:	**Вице-министр Магауов А.М.**	ведомств. данные	млн. тонн							
	- выбросов				-	-	5	5	4,9	4,9	4,8
	- сбросов				-	-	5	5	4,9	4,9	4,8
31.	Предельный объем выбросов парниковых газов по отношению к 1990 году**	**Вице-министр Магауов А.М.**	Ведомств данные	%	**73**	**76**	**79**	**81**	**83**	**86**	**89**
32	Объем вырабатываемой электроэнергии возобновляемыми источниками энергии***	Вице-министр Джаксалиев Б.М.	ведомств. данные	млрд. кВтч	0,45	0,51	0,58	0,7	1,0	1,6	2,0

Раздел 6. Ресурсы

Ресурсы	Ед. изм.	Отчетный период 2014 год	План текущего периода 2015 год	Плановый период		
				2016 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5	6	7
Финансовые:Всего:	тыс.тенге	89 901 750	75 887 735	51 192 878	44 256 798	39 524 149
В том числе:	тыс.тенге	89 901 750	75 887 735	51 192 878	44 256 798	39 524 149
Цель 1.1. Бесперебойное обеспечение растущей потребности экономики страны в электроэнергии и социальных обязательств в угольной промышленности						
Бюджетная программа 009 «Ликвидация последствий деятельности шахт и угольных разрезов бывшего производственного объединения «Карагандауголь»	тыс. тенге	1 037 907	1 081 857	1 102 984	1 700 119	1 450 829
Бюджетная программа 041 «Развитие тепло-электроэнергетики»	тыс. тенге	54 389 338	46 959 114	26 659 360	24 462 054	21 192 625
Итого по цели 1.1	тыс. тенге	55 427 245	48 040 971	27 762 344	26 162 173	22 643 454
Цель 1.2. Создание условий для безопасного использования атомной энергии и развития атомной энергетики						
Бюджетная программа 011 «Создание технопарка «Парк	тыс. тенге	200 000	125 635	-	-	-

Ресурсы	Ед. изм.	Отчетный период 2014 год	План текущего периода 2015 год	Плановый период		
				2016 год	2017 год	2018 год
ядерных технологий» в городе Курчатове						
Бюджетная программа 036 «Развитие атомных и энергетических проектов»	тыс. тенге	4 121 586	3 847 766	5 070 320	2 800 829	2 761 760
Итого по цели 1.2	тыс. тенге	4 321 586	3 973 401	5 070 320	2 800 829	2 761 760
Цель 2.2. Обеспечение внутренних потребностей экономики в природном газе						
Бюджетная программа 003 «Целевые трансферты на развитие областным бюджетам, бюджетам городов Астаны и Алматы на развитие газотранспортной системы»	тыс. тенге	17 170 267	10 873 833	6 373 925	4 317 197	3 250 457
Итого по цели 2.2	тыс. тенге	17 170 267	10 873 833	6 373 925	4 317 197	3 250 457

Как видно из вышеприведенных таблиц, не запланировано выделение достаточных средств для решения декларированных целей по замене угля на газ для энергогенерации, так как для решения таких задач требуются суммы на два порядка большие, в связи с отсутствием газовых магистральных трубопроводов в большинстве регионов с преимущественно «угольной» генерацией. В период 2015-2018 гг. было запланировано истратить на развитие газотранспортной системы около 134 млн. долларов США, которые после девальвации обменного курса в 2015 г. сократились до 74 млн. долларов. Таких средств явно недостаточно для развития газотранспортной системы в тех регионах, где ее нет совсем или ее мощности недостаточны для «газовой» генерации.

Ресурсы	Ед. изм.	Отчетный период 2014 год	План текущего периода 2015 год	Плановый период	Ресурсы	Ед. изм.
Цель 3.1. Уменьшение эмиссий в окружающую среду, развитие возобновляемых источников энергии и переход к «зеленой экономике»						
Бюджетная программа 034 «Реализация Концепции по переходу к «зеленой экономике» и Программы партнерства «Зеленый Мост»	тыс. тенге	-	60 704	161 995	84 770	-
Бюджетная программа 038 «Сокращение выбросов парниковых газов»	тыс. тенге	178 815	138 595	162 453	157 201	157 347

Размеры финансирования, выделяемого для «уменьшения эмиссий в окружающую среду, развитие возобновляемых источников энергии и переход к зеленой экономике» так же выглядят недостаточными даже для начального уровня решения декларированных задач, так на период 2015-2018 гг. по программе Сокращение выбросов парниковых газов для всего Казахстана предусмотрена сумма, эквивалентная 1,8 млн. долларов США.

5.6.Долгосрочная Стратегия развития АО «Самрук-Энерго» на 2015-2025 годы

Как уже упоминалось выше, АО «Самрук-Энерго» является одним из крупнейших игроков на угольном рынке и рынке энергогенерации Казахстана с долей энергогенерации 28% по Казахстану и долей угольного рынка около 50% (2014 г.).

АО «Самрук-Энерго» действует в соотвествии с Долгосрочной Стратегией развития АО «Самрук-Энерго» на 2015-2025 годы. Среди стратегических целей второго уровня Стратегия предусматривает «Высокотехнологичное развитие в традиционной генерации», в т.ч. «Развитие инноваций и технологий чистого угля, улавливание и хранение углерода» (без детального раскрытия значения понятий «технологии чистого угля» и какого-либо раскрытия существа технологий по улавливанию и хранению углерода.

Диаграмма 5.1 - Стратегические планы АО «Самрук-Энерго» по увеличению реализации электроэнергии.

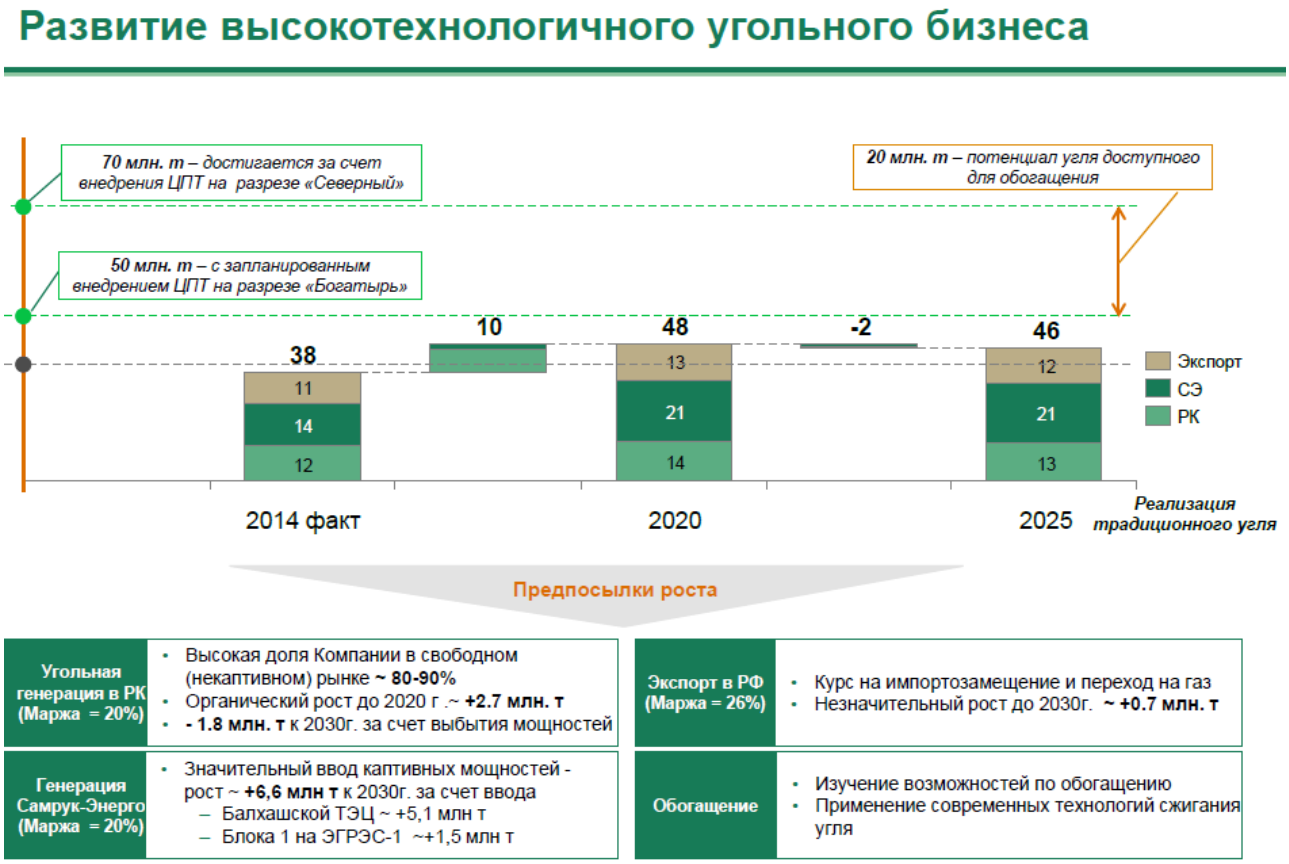
Как видно из диаграммы, объем реализации электроэнергии планируется увеличить с 21 млрд.кВт-ч в 2015 г. до 45 млрд.кВт-ч со значительным ростом экспортной составляющей.

Стратегия АО «Самрук-Энерго» предполагает диверсификацию типов электрогенерации с увеличением доли ВИЭ в общем объеме генерируемой электроэнергии (см. Диграмму ниже).

Диаграмма 5.2. Стратегические планы АО «Самрук-Энерго» по развитию ВИЭ.

Несмотря на то, что Стратегия АО «Самрук-Энерго» содержит конкретные планы по развитию ВИЭ с измеримыми численными индикаторами («с достижением 10% доли к 2025г.»), Стратегия предполагает дальнейшее безальтернативное развитие добычи угля и угольной энергогенерации.

Добычу угля планируется увеличить с 38 млн.т в 2014 году до 46 млн. тонн в 2025 г. (см. Диаграмму ниже).



*каптивная мощность – мощность, предназначенная для собственного потребления.

Диаграмма 5.3. Рост добычи угля в АО «Самрук-Энерго» в период 2015-2025 гг.

5.7.Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы

«Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы»[58] (далее - Программа) носит концептуальный характер и разработана как одна из основополагающих частей стратегии, реализующей Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 года и Государственную Программу по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы.»

[58] «Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы». http://www.akimvko.gov.kz/assets/ru/files/technology1_z_2.doc

Задачи Программы, в т.ч.:

«Модернизация, реконструкция действующих и строительство новых генерирующих мощностей, **развитие угольной отрасли.»**

«Вовлечение в баланс возобновляемых источников энергии».

Показатели результатов

«Доведение выработки электроэнергии в 2014 году до 97,9 млрд. кВтч при прогнозном потреблении 96,8 млрд. кВт.ч[59]. Прогнозный баланс электроэнергии Казахстана на 2010 - 2014 гг. приведен в Приложении 1.

Доля использования возобновляемых источников энергии в общем объеме электропотребления составит более 1,0 % в 2014 году.

Начало в 2011 году поэтапного строительства ветроэлектрических станций в районе Щелекского коридора - Алматинской области, мощностью 50 МВт на первом этапе.

Реализация проектов по строительству ветроэлектрических станций в Алматинской области в районе Джунгарских ворот, мощностью 50 МВт на первом этапе, в Восточно-Казахстанской области мощностью 24 МВт, в Мангистауской области мощностью 40 МВт, в Карагандинской области 10 МВт.

Также ожидается продолжение работы по разработке и реализации проектов строительства малых ГЭС в Алматинской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областях, с установленной мощностью не менее 100 МВт.

Обеспечение объема добычи угля в 2014 году до 123,0 млн. тонн.

«В целях удовлетворения потребностей в угле прогнозируется рост угледобычи с 94,3 млн. тонн в 2009 году до 123,0 млн. тонн в 2014 году. Прогнозная потребность в угле потребителей Республики Казахстан к 2015 году составит 94,2 млн. тонн, в том числе энергопроизводящих предприятий страны - 68,2 млн. тонн.»

Как было показано выше, не оправдался приведенный в этой Программе прогноз роста угледобычи до 123 млн. тонн в 2014 г. По факту в период 2012-2014 гг. добыча углей и лигнитов снизилась со 115 до 107 млн. тонн.

Обеспечение промышленной и экологической безопасности

Отмечено, что Программа должна «обеспечить поэтапный переход электростанций на более высокие требования, установленные Техническим регламентом: сначала по выбросам золы за счет замены старых золоуловителей на новые (не обязательно электрофильтры) и по выбросам окислов азота (за счет технических методов внутри котла), обеспечить возможность реконструкции котельных установок в условиях действующих ТЭЦ, решить

[59] Показатель не достигнут. В 2014 году выработка электроэнергии составила 93,9 млрд. кВтч. Прим.авторов

проблему снижения выбросов с минимальными затратами, осуществить ввод новых современных котельных установок».

При сравнении уровней выбросов с зарубежными стандартами отмечается, что «в Казахстане на энергоисточниках на современном уровне отмечается высокий удельный выброс твердых частиц, что связано, безусловно, с использованием высокозольных экибастузских углей, не имеющих аналогов в мире. Выбросы окислов азота и диоксида серы, в среднем по отрасли на современном этапе развития можно считать допустимыми, однако, учитывая существующее требование Минздрава Республики Казахстан о суммирующем вредном воздействии выбросов диоксидов азота и серы, перспектива развития отрасли, особенно в крупных промышленных центрах, должна сопровождаться снижением выбросов всех загрязняющих веществ.»

Настоящая программа содержит расширенный перечень перспективных проектов, которые должны были быть реализованы энергогенерирующими предприятиями в большинстве своем за «за счет собственных и заемных средств» и за счет республиканского бюджета. Точный анализ выполнения данной программы лежит вне круга задач, стоящих перед настоящим анализом, но даже первичный обзор представленных данных позволяет сказать, что многие из представленных проектов не были реализованы. Например, не была построена запланированная угольная Балхашская ТЭС, для строительства которой было запланировано выделение около 3,5 млрд долларов (по состоянию на 2010 гг.) собственных средств Фонда Национального Благосостояния и средств Республиканского бюджета. Балхашскую ТЭС планировалось построить на берегу оз.Балхаш на промышленной площадке, на которой еще в СССР были частично проведены работы нулевого цикла строительства (проектирование, изыскания, частичное строительство фундаментов и др.).

Разнообразие причин, по которым, согласно сообщениям СМИ, Балхашская ТЭС так и не была построена впечатляет даже искушенного читателя. Так например, сообщалось, что виной всему мировой финансовый кризис, отсутствие в данном регионе достаточного количества угля, отсутствие достаточного количества вагонов для доставки угля по железной дороге, недостаточная пропускная способность существующих железных дорого, которые даже теоретически не могут пропустить через себя требуемые объемы угля и т.д. и т.п. Такой разнобой причин, на наш взгляд говорит о недостаточном технико-экономическом обосновании самого проекта, то есть, в итоге, - о недостаточном уровне стратегического планирования.

В завершении истории с Балхашской ТЭС, следует добавить, что в течении предыдущего десятилетия, с 2000 по 2010 г. площадка под Балхашскую ТЭС фигурировала в выступлениях в СМИ представителей государственных организаций как место строительства атомной электростанции. Современный статус планов на эту площадку достоверно неизвестен.

6. Общественное мнение и мнение экспертного сообщества

На наш взгляд, в целом по Казахстану не сформировано общественное мнение по вопросу «Надо ли сокращать использование угля в энергетике?». Ниже будет отмечено, что при анализе общественного мнения об угольной энергогенерации в различных частях Казахстана следует учитывать имеющуюся региональную специфику.

Опыт авторов отчета, равно как и опыт работ карагандинских экологических НПО (CINEST, ЭкоМузей, ЭкоОбраз), а также неформальные опросы, проведенные в рамках настоящего исследования среди других экологических НПО говорят от том, что в общественном сознании такой вопрос даже не стоит. Многочисленные попытки поставить перед обществом такой или близкие по смыслу вопросы, натыкались в прошлом либо на стойкое неприятие такой постановки вопросов, либо на их полное игнорирование в о общественном сознании. Например, Карагандинский областной Экологический Музей с 90-х годов XX века последовательно отводит угольной тепло- и электрогенерации роль основного источника загрязнения окружающей среды в г. Караганде. Свою точку зрения ЭкоМузей отразил и продолжает показывать в десятках различных материалов в СМИ, в музейных экспозициях и в ходе многих сотен экскурсий, проведенных в музее. Несмотря на это, до сих пор никакая другая организация в Караганде не поддерживает такую точку зрения, хотя для Караганды, вредное влияние угля, казалось бы, доказать легче всего, - город буквально окружен многочисленными угольными шахтами, карьерами, углеобогатительными фабриками, тремя угольными ТЭЦ, бесчисленными хранилищами отходов угледобычи.

Одной из причин того, что «лежащие на поверхности» мысли о значимости пагубного влияния угля и необходимости снижения «угольной зависимости» не приживаются в общественном сознании Казахстана, является на наш взгляд, безальтернативность использования угля во многих регионах Казахстана. Как показано в предыдущих главах, по различным причинам, практически на всей территории Казахстана уголь является безальтернативным источником энергии на ближайшие десятилетия (см. также Гл. «Барьеры для замены угля на другие источники выработки электроэнергии, а также меры, необходимые для снижения потребления угля»)

Безальтернативность угля как источника энергии, причем как фактическая и объективная, так и ментальная и кажущаяся, является на настоящий момент непреодоленным, а возможно, в настоящее время, и непреодолимым барьером при текущей структуре экономики и существующих уровнях развития общественного сознания и гражданского общества.

Сложилась ситуация, когда точка зрения о пагубности «угольной зависимости» многие годы в разных формах присутствует в общественном сознании, но не трансформируется в выраженное «положительное» общественное мнение по этому вопросу. Не способствует изменению общественного мнения и высказываемые в медийном пространстве мнения как представителей государства, так и членов гражданского общества. Краткий анализ СМИ показывает, что даже при в случаях относительно объективной оценки ситуации на рынке угледобычи (т.е. оценки с учетом выбранного Казахстаном курса на «декарбонизацию» экономики, и с учетом текущего ухудшения возможностей для экспорта угля и др.) выводы делаются не в пользу снижения зависимости от угля, а в сторону «улучшения» и «развития» существующей угледобывающей отрасли.

Такой диссонанс между объективностью ситуации и делаемыми выводами, характерен как для верхнего уровня государственного управления, так и для представителей гражданского общества и населения. Например, Премьер-министр РК г-н Бакытжан Сагинтаев на специальном заседании Правительства, посвященном ситуации в угольной отрасли, в том числе вынужденному снижению объемов добычи и экспорта напомнил угольщикам, «что решение отдельных вопросов зависит не столько от Правительства, сколько от активности и расторопности самих отраслевиков». Активность угольщикам предлагается направить на то, чтобы «находить другие сферы сбыта своей продукции, искать потенциальных потребителей в приграничных регионах РФ и республиках Центральной Азии. Заманчива также перспектива экспорта угля в Китай, но там, как напомнил Премьер-министр Бакытжан Сагинтаев, энергетическая политика направлена в сторону снижения, а не роста потребления угля». [60]

Похожие выводы делает и М.Никифоров – председатель угольных профсоюзов РК в ответ на вопрос о перспективах угольной отрасли в связи с присоединением Казахстана к Парижскому соглашению «Угольная отрасль приблизились к рискам так близко, что министр энергетики РК публично заявил о том, что предполагаемое сворачивание угольных проектов напрямую затронет жизненные интересы моногородов и шахтерских семей. При этом Правительство не исключает, что придется изыскивать деньги на переселение людей. Но на проблему можно взглянуть и под иным углом: как сохранить рабочие места, сохранить города и отрасль? По-моему, главная задача казахстанских угольщиков сегодня – искать новые рынки сбыта и новые сферы применения угля. Развивать его глубокую переработку, получать из него различные фракции. Казахстанские угли – одни из самых качественных и как нельзя лучше подходят для этих целей.»[61]

Упомянутая М.Никифоровым проблема «жизненных интересов моногородов» является еще одним препятствием для продвижения в общественном мнении идей смены угля на другие источники энергии. В Казахстане таких городов действительно много, как в угледобывающих регионах, так и в местах развития металлургической отрасли, в которую уголь не извлекаемо «встроен» и как источник энергии, и как неизменяемая часть металлургических процессов. Для таких городов и для целых регионов, сама идея о сворачивании добычи и использовании угля звучит как смертный приговор их социально-экономическому благополучию. В таких условиях общественное мнение не способно воспринять идею смены угольной парадигмы. По нашему мнению, такая ситуация сохранится и в ближайшем обозримом будущем при отсутствии действенных превентивных мер по диверсификации промышленности и экономики таких городов и регионов.

Упомянутая выше региональная специфика отношения к идее замены угля на другие источники энергии ярко проявляется в зависимости от доступных источников энергии. В некоторых регионах Казахстана уголь в промышленной энергогенерации никогда не использовался, например, в Мангистауской области, где в качестве источника энергии используется газ, а ранее, наряду с газом использовалась ядерная энергия.

Южный регион Казахстана является единственным регионом, где идея о смене угля на другие энергоносителя является реализуемой в обозримом будущем, а значит и пригодной

---

[60] http://www.kazpravda.kz/articles/view/neobhodimo-chetko-videt-perspektivu1/ 25-01-17
[61] http://metalmininginfo.kz/archives/4530 10-01-2017

для укоренения в общественном сознании. Единственный крупный проект по смене угля на газ для энергогенерации был осуществлен на ТЭЦ в г. Алматы.

В Центральном, Восточном и Северном Казахстане идея замены угля на газ также имеет мало шансов на развитие в общественном мнении, во-первых, - ввиду отсутствия газовых месторождений в этих регионах, и, во-вторых, - из-за отсутствия газотранспортной системы, способной доставить в эти регионы газ с запада и юга Казахстана. В этих регионах газ представлен в экономике в весьма ограниченных количествах, так как доставляется только в сжиженном виде из России по железной дороге, что делает его экономически неконкурентоспособным в качестве альтернативного топлива для централизованной энергогенерации.

Экспертное мнение

Это может показаться удивительным, но идея «ухода» от угольной зависимости не является широко распространенной и в экспертном сообществе Казахстана. Казалось бы, эксперты обладают гораздо большими знаниями и информацией о негативных сторонах «угольной зависимости» по сравнению по сравнению со «средним человеком» и должны иметь объективный взгляд на эту проблему. Но, на деле, осведомленность экспертов о «темной стороне» угольной зависимости, оказывается слабее их профессиональной зависимости от исторически сложившихся цеховых подходов к проблеме экологического воздействия использования угля. Практическое отсутствие экспертов, сохранивших независимость от промышленности, выступающей для них в качестве работодателя, так же объясняет почти полное отсутствие в экспертной среде сформировавшегося мнения о необходимости замены угля на другие источники энергии. Предпринимаемые Казахстаном шаги по развитию альтернативной энергетики не рассматриваются в экспертном сообществе как начало стратегического перехода к низкоуглеродной энергетике и экономике. Такие изменения воспринимаются как «дань моде» и украшение казахстанского энергетического рынка для создания благоприятного имиджа для Казахстана на международной арене. При общении внутри экспертного сообщества, казахстанские эксперты зачастую высказывают мысли о «невозможности» замены угля на другие источники энергии. Типичным ответом на приводимые примеры таких успешных замен в европейских странах служит фраза «Вы не берите Европу в пример, мы же не Европа!».

В 2016 году одним из европейских институтов развития была проведена инициативная проработка возможности стимулировать смену угля на газ путем использования экономических инструментов. Поразительно, но предложенные идеи встретили или равнодушное игнорирование со стороны одних ведомств, или недоумевающее-враждебное непонимание со стороны других ведомств, высокопоставленные эксперты которых искренне не понимали, зачем вообще разрабатывать такие методы. Эта история наглядно показывает ширину разрыва между поставленными в Казахстане стратегическими целями низкоуглеродного развития и реально существующей тактической обстановкой в экспертной среде, так как эксперты, которые искренне не верят в возможность и необходимость замены угля на газ, работают на те самые ведомства, которые и разрабатывали планы по декарбонизации экономики Казахстана!

7. Барьеры для замены угля на другие источники выработки электроэнергии, а также меры, необходимые для снижения потребления угля

Краткий анализ позволил выделить основные барьеры на пути замены угля на альтернативные источники гидрогенерации:

- частично декларативный характер поставленных целей по декарбонизации страны и смене угля на газ, не подкрепленный конкретными утвержденными планами по достижению поставленных целей
- противоречие между декларируемой в стратегических документах необходимостью роста объемов производства электроэнергии и отсутствием аргументированного обоснования такого роста
- недостаток законодательного и нормативно-методического обеспечения тактического исполнения поставленных стратегических задач по низкоуглеродному развитию
- Следует отметить, что для Казахстана типичен широкий разброс так же основательно «аргументированных» заявлений, как о необходимости дополнительной энергогенерации, так и об отсутствии такой необходимости. Фактически, в последние годы соблюдается устойчивое положительное сальдо энергобаланса в целом по Казахстану, что отражено в утвержденных в 2016 г. энергобалансах на период 2016-2023 гг.[62]
- сильная зависимость экономики страны, и в первую очередь местных бюджетов, от экологических платежей за загрязнение окружающей среды (замена угля на газ вызовет уменьшение этих источников получения дохода в местные бюджеты)
- отсутствие экономических методов стимулирования смены угля на другие источники генерации
- подавляющая доля угольной генерации в энергобалансе страны
- отсутствие потенциала гидрогенерации из-за аридной равнинной местности на большей части территории Казахстана
- отсутствие инфраструктуры трубопроводной транспортировки газа
- отсутствие производства сжиженного газа
- отсутствие крупных месторождений газа в центральных, северных и восточных регионах
- огромные расстояния между газообеспеченными регионами и другими частями страны,
- высокое энергопотребление минерально-сырьевой и металлургической промышленности
- угольные и углезависимые металлургические моногорода и монорегионы

К мерам по снижению углепотребления для энергогенерации, которые могут быть практически реализованы в обозримом будущем, следует отнести следующие действия:

- повышение уровня платежей за эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду (повышение таких платежей выше критического

[62] Приказ Министра Энергетики «Об утверждении прогнозных балансов электрической энергии и мощности на 2017-2023 годы» №460 от 26.10.2016, https://www.google.kz/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjMmfn_9_zUAhVKJJoKHan1Ds0QFgglMAA&url=http%3A%2F%2Fenergo.gov.kz%2Fassets%2Fold%2Fuploads%2Ffiles%2F2016%2F11%2F%25D0%259F%25D1%2580%25D0%25B8%25D0%25BA%25D0%25B0%25D0%25B7%2520460%2520%25D1%2580%25D1%2583%25D1%2581.pdf&usg=AFQjCNHS5H2J_9nAZP_KFYebkzervqIQAQ

удельного уровня делает для бизнеса выгодным инвестирование средств в повышение эффективности сжигания угля и очистки эмиссий, и следовательно, уменьшение объема платежей).

- Разработка и внедрение мер по экономическому стимулированию перехода с угля на газ (снижение платежей за эмиссии загрязняющих веществ при сжигании газа).
- Разработка и внедрение мер экономического стимулирования инвестиций в создание и развитие мощностей и инфраструктуры по ожижению, транспортировке и доставке потребителю попутного нефтяного газа и метана угольных пластов.
- Разработка и реализация государственных программ по диверсификации экономики в углезависимых регионах.

Список использованных источников

1. Алиев С.Б. Реструктуризация угольной промышленности Казахстана // Уголь. — 2001. — № 9. — С. 41-44.
2. Алтаев Ш.А., Каренов Р.С. Развитие техники и технологии угледобычи в Карагандинском бассейне. — Алма-Ата: Гылым, 1992. — 152 с.
3. «Анализ развития угольной промышленности в Республике Казахстан в период с 2000 по 2014 гг. и тенденции перспективного развития», Статья, Плакиткина Л.С. Заведующая лабораторией научных основ развития и регулирования угольной и торфяной промышленности ИНЭИ РАН, канд. техн. наук, 117186, г. Москва, Россия, e-mail: luplak@rambler. ru
4. Воскобойник М.П. Проблемы развития угольной промышленности России // Горная промышленность. — 2006. — № 1.— С. 4-9.
5. Демонстрационная зона энергосбережения: Пилотные проекты по повышению энергоэффективности системы теплопотребления жилых многоквартирных зданий в г. Алматы и г. Астана,
6. Годовые отчеты АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»);
7. Каренов Р.С. Проблемы развития Карагандинского бассейна в условиях рыночных отношений // Комплексное использование минерального сырья. — 1994. — № 4 — С. 73-77.
8. Каренов Р.С. Минерально-сырьевой комплекс Казахстана в условиях рыночной экономики. — Алматы: РИО ВАК РК, 2000. — 296 с.
9. Каренов Р.С. Развитие открытого способа угледобычи в условиях рыночной конъюнктуры // «Валихановские чтения-9»: Сб. материалов Междунар. науч.-прак. конф. — Кокшетау: Кокшетауский гос. ун-т им. Ш.Уалиханова, 2004. — С. 72-76.
10. Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, http://www.stat.gov.kz;
11. Комитет геологии и недропользования РК МИР РК, АО «КИНГ».
12. Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике;
13. Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года;
14. Мастер-план развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2030 года, 2011 г.
15. Муканов Д. Индустриально-инновационное развитие Казахстана: потенциал и механизмы реализации. — Алматы: Дайк-Пресс, 2004. — 274 с.
16. Национальные энергетические доклады, Ассоциация KAZENERGY;
17. Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, Ассоциация KAZENERGY;
18. Обзоры электроэнергетической отрасли Республики Казахстан, Банк развития Казахстана;
19. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года»
20. ПП РК от 31 августа 2012 года № 1117 «Правила определения и пересмотра классов энергоэффективности зданий, строений, сооружений;
21. Презент ГМ. Состояние и перспективы развития Карагандинского угольного бассейна // Уголь. — 1998. — № 6. — С. 10-15.
22. Программа модернизации жилищно-коммунального хозяйства Республики Казахстан на 2011-2020 годы;
23. Программа «Энергосбережение - 2020», Центр по энергетике АО «КИНГ»;

24. Проект ПРООН «Энергоэффективное проектирование и строительство жилых зданий»;
25. Проект ПРООН «Устранение барьеров на пути к энергоэффективности муниципальных систем отопления и подачи горячей воды, ПРООН»;
26. Проект ПРООН «Поощрение энергоэффективного освещения в Казахстане, проектный документ, ПРООН»
27. Сагинов А.С., Дридж Н.А., Шулятьева Л.И. Эффективность использования и проблемы развития шахтного фонда Карагандинского бассейна // Горный журнал. — 2004. — № 5. — С. 5-7.
28. Статистическая база данных 2006-2015, Международное энергетическое агентство (МЭА);
29. Техника и технология горно-подготовительных работ в угольной промышленности / Под ред. Э.Э.Нильвы. — М.: Недра, 1991. — 315 с.
30. Указ Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года № 958 «О Государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы и признании утратившими силу некоторых указов Президента Республики Казахстан».

Приложение 1. Прогнозный баланс электроэнергии Казахстана на 2010 – 2014 гг[63]

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

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 (бл. № 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	

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

[63] «Программа по развитию электроэнергетики Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы». http://www.akimvko.gov.kz/assets/ru/files/technology1_z_2.doc

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 КСО 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	

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

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								