

**Научно - исследовательский университет
«Кыргызский экономический университет имени М.Рыскулбекова»
Кыргызско-Российский Славянский университет имени Б.Н.Ельцина
Диссертационный совет Д 08.24.707**

На правах рукописи
УДК:620.91:332.1(575.2)(043.3)

КУРЖУМБАЕВА РОЗА БЕЙШЕНБЕКОВНА

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА КАК ОСНОВА
УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

08.00.06 – национальная и региональная экономика

Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук

Научный консультант
доктор экономических наук, профессор
Касымова Валентина Махмутовна

Бишкек – 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА СТРАНЫ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА	15
1.1. Теоретико-методологические основы формирования топливно-энергетического баланса и понятия как экономического инструмента энергоэкономического развития	15
1.2. Методология прогноза спроса на энергоресурсы и методические подходы к их оценке с учетом достижения энергоэффективности реального сектора экономики и сферы услуг	33
1.3. Методические основы прогнозирования топливно-энергетического баланса, стратегии развития ТЭК и задачи оптимизации в условиях энергетического перехода.....	40
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА КР (ЗАПАСЫ, ПРОИЗВОДСТВО, ПОТРЕБЛЕНИЕ, ЭКСПОРТ И ИМПОРТ	59
2.1.Топливо-энергетический баланс: оценка приходной и расходной частей топливно-энергетических ресурсов и их сбалансированность.....	59
2.2.Анализ ТЭБКыргызской Республики за период 2013-2023г.г.	70
2.3. Оценка развития отраслей топливно-энергетического комплекса и энергетический кризис	118
ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ОТРАСЛЕЙ РЕАЛЬНОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ И РЕГИОНОВ С УЧЕТОМ УСТОЙЧИВОГО ИХ РАЗВИТИЯ	132
3.1 Прогноз тенденций изменения спроса на электроэнергию, индикаторов устойчивого энергопользования и возможности экономии электроэнергии в перспективе	132
3.2 Прогноз спроса на электроэнергию по отраслям экономики	139
3.3 Прогноз максимального суточного потребления по электроэнергии..	145
ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ БАЛАНСА ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ НА 2023-2040 ГГ.	149
4.1 Прогноз баланса электроэнергии: ресурсной и расходной частей, экспорта и выхода на международные рынки	149
4.2 Прогноз баланса тепловой энергии и основные направления развития сектора теплоснабжения Кыргызской Республики	162

4.3 Условия и предпосылки сооружения и ввода новых мощностей для покрытия дефицита электроэнергии и мощности	168
4.4. Водно-энергетический режим и условия устойчивости энергоснабжения работы существующих и перспективных ГЭС	169
ГЛАВА 5. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ЭЛЕКТРОСЕТИ И ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ (РАЦИОНАЛЬНОЙ) СТРУКТУРЫ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	188
5.1 Оптимизация баланса электроэнергии за счет сокращения потерь в электрических сетях	188
5.2 Проблемы обеспечения интеграции ВИЭ в энергосистему и международный опыт	211
5.3 Ожидаемые результаты развития ВИЭ и сокращение углеродного следа в условиях энергетического перехода	233
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	246
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	250
ПРИЛОЖЕНИЯ	266

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АИISKУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- ВВП – валовый внутренний продукт
- ДТЭК – Департамент по регулированию топливно-энергетического комплекса
- ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
- КР – Кыргызская Республика
- НИОКР – научно– исследовательская и опытно-конструкторская работа
- НТП –научно-технический прогресс
- ОАО «НЭСК» - открытое акционерное общество «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- ОАО «ЭС» - открытое акционерное общество «Электрические станции»
- ОЗП – осенне-зимний период
- ОЭС – объединенная энергетическая система
- ПГ – парниковые газы
- ПС – подстанция
- РК – Республика Казахстан
- РТ – Республика Таджикистан
- РУз – Республика Узбекистан
- РФ – Российская Федерация
- РЭК – распределительные электросетевые компании
- СНГ – Содружество Независимых Государств
- ТЭБ – топливно-энергетический баланс
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс
- ТЭР – топливно-энергетические ресурсы
- ЦА – Центральная Азия
- ЦАР – Центральноазиатский регион
- ЭБ – энергетическая безопасность

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Главным фактором устойчивого социально-экономического развития отечественной экономики является надежное и бесперебойное обеспечение энергоносителями. Для этого необходимо вести учет запасов ТЭР, обеспечить их добычу, переработку, транспортировку и доставку до потребителя. С этой целью необходимо владеть информацией о необходимых их объемах по видам энергоносителей: электро- и теплоэнергии, угле, нефти и газе и по их потреблению.

Для этого разрабатывается топливно-энергетический баланс, который согласно «Методике расчета ТЭБ, утвержденной 30 декабря 2014 г. Постановлением НСК КР № 26» определяется как система показателей, отражающих соответствие между приходом и расходом топливно-энергетических ресурсов, источников их поступления и направления использования [1].

Энергетика или топливно-энергетический комплекс является одним из главных секторов реального сектора экономики, составляя 11,2 % промышленного производства, в структуре ВВП его доля составляет 1,5 %, вкладываемых инвестиций в развитие 7,8 %, численности ППП 15,6 %. Для своего развития располагает запасами гидроэнергетических ресурсов 142 млрд. кВт.ч, балансовых запасов угля 140,3 млн.т., уровень освоенности которых низкий, запасы нефти и газа незначительны и размещены по территории крайне неравномерно, что и отражается в структуре ТЭБ страны.

Топливо-энергетический баланс требуется в первую очередь для планирования и определения потребностей в топливно-энергетических ресурсах с учетом экономического роста, численности населения и опережающих темпов производства электро- и теплоэнергии, учитывая капиталоемкость и длительные сроки сооружения ГЭС, ТЭС и ТЭЦ.

Инерционность объектов энергетики также требует заблаговременности определения инвестиционных потребностей для их производственной деятельности. Любые излишки ресурсов могут быть экспортированы, а недостающие объемы, наоборот, импортированы.

Каждая экономическая система имеет свой ТЭБ исходя из наличия природных ресурсов и потребностей реального сектора и населения. В соответствии с ним и составляется баланс ТЭР и намечаются инвестиционные цели, полностью взаимоувязанные не только с потребностями рынка, но также и с планами развития отдельных добывающих и перерабатывающих отраслей, находящихся на данной территории.

Это происходит в основном из-за «внутренней конкуренции» в электроэнергетике между различными видами ресурсов, например: углем и газом. В ситуации высоких инвестиционных затрат на разработку ресурсов и создания производств по их переработке планирование развития каждой отдельной отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) должно осуществляться именно с учетом целостного ТЭБа страны и регионов.

В связи с ограниченностью энергоресурсов и деградацией экологической обстановки, связанной с сжиганием добываемого топлива, требуются от правительства страны решения, обеспечивающие переход на принципиально новые источники возобновляемой энергии и энергосберегающие технологии производства, направленные на экономию и повышение энергетической независимости, сокращение потребности в традиционных источниках энергии [2].

Поэтому для экономики КР одной из первоочередных задач является задача в области повышения энергетической эффективности в качестве одного из важнейших условий обеспечения конкурентоспособности ее отраслей. Информационной базой для принятия управленческих решений на уровне государства в области повышения энергетической эффективности являются данные ТЭБ с учетом стратегических направлений социально-экономического развития страны. Именно от качества и своевременности разработки данных ТЭБ страны и ее регионов в наибольшей степени зависит выбор инструментов и средств государственной энергетической политики.

Важным направлением совершенствования методологических и методических вопросов обеспечения сбалансированности ТЭК страны является развитие методологии формирования ее основных территориально-административных образований, в том числе, по направлению снижения энергоемкости и повышения энергетической эффективности отраслей экономики.

Разработка инструментария и последующий прогноз энергопотребления определяют необходимость установления корреляции в энергетическом комплексе и с другими секторами экономики. Это определяет актуальность проблем выявления закономерностей в сфере энергопотребления, разработки инструментов прогнозирования энергопотребления основных секторов экономики, а также определения путей снижения энергоемкости ВВП и повышения энергетической эффективности на государственном уровне.

С учетом вышеизложенного, научная проблема развития методологических и методических положений оптимизации ТЭБа КР и ее территориальных образований будет способствовать созданию объективных

условий для реализации инновационных и инвестиционных мероприятий в области снижения энергоемкости ВВП и является весьма актуальной.

Состояние изученности проблемы. Исследования в области экономики и управления энергетикой имеют глубокие корни и представлены достаточно широким кругом работ отечественных и зарубежных ученых. Ключевые проблемы развития современного ТЭК нашли отражение в трудах известных отечественных и зарубежных ученых И. Бергмана, В.И. Данилова-Данильяна, А.Н. Дмитриевского, Ю.А. Израэля, А.Э. Канторовича, П.А. Капустенки, Й. Клемеша, В.М. Касымовой, Б.Н. Кузыка, Н.П. Лаверова, Ю.Г. Леонова, Л.И. Леонтьева, А.А. Макарова, В.П. Мешалкина, П.Д. Саркисова, Р. Смита, Л.Л. Товажнянского, В.А. Цветкова и других.

Начиная с 20-х годов XX века, школа советских энергетиков и экономистов (Г.М. Кржижановский, В.И. Вейц, Л.А. Мелентьев, М.А. Стырикович, И.В. Гофман, А.Е. Пробст, Е.А. Русаковский, Ю.Н. Савенко, Е.О. Штейнгауз и другие) внесла значительный вклад в разработку комплексно-энергетического метода исследования и планирования топливно-энергетического хозяйства. Большой вклад в изучение, анализ и прогнозирование топливно-энергетического баланса (ТЭБ) Кыргызской Республики внесла профессор, д.э.н. В.М. Касимова. ТЭБ в условиях союзной экономики, где четко планировался ТЭБ наряду с макроэкономическими и отраслевыми показателями развития реального сектора экономики.

Несмотря на многоплановость исследований по методологическим и методическим вопросам оптимизации энергетического баланса, мало изученными остаются вопросы, касающиеся разработки национального ТЭБ в условиях приобретения независимости и суверенитета, так как ТЭБ в условиях союзной экономики четко планировался наряду с макроэкономическими и отраслевыми показателями развития реального сектора экономики [1]. Были нарушены межреспубликанские энергетические связи. Каждое суверенное государство вело свою энергетическую политику на независимость, определяло свои потоки экспорта нефти, газа и электроэнергии в третьи страны. Отлаженный ТЭБ на основе экономического механизма по критерию минимума приведенных затрат был нарушен. В ОЭС Средней Азии и южного Казахстана это привело к дефициту мощности и электроэнергии в Кыргызской энергосистеме и утере своих позиций по регулированию ВЭР в бассейне рек Нарын-Сырдарья.

За период с 1990 г. по 2025 г. не была сооружена ни одна ГЭС и ТЭЦ; были построены по развитию электрических сетей ЛЭП 500 кВ Датка-Кемии, п/ст 500 кВ Датка и Кемин и ЛЭП 220-110 кВ, которые не были обеспечены достаточными объемами потоков электроэнергии по ним из-за недостатка

мощностей. В то же время потребление электроэнергии росло ускоренными темпами, и страна испытывала ее дефицит, который в настоящее время достиг свыше 3 млрд. кВт.час. Произошел дисбаланс или несбалансированность развития экономики и социальной сферы потоками электроэнергии и мощности до потребителей.

Несбалансированная тарифная политика на электро- и теплоэнергию на протяжении почти 30 лет привела к убыточности энергетических компаний и в целом отрасли. Страна переживала энергетический кризис. Недостаточно разрабатывались и принимались меры государственного регулирования по энергосбережению и повышению энергетической эффективности на макроуровне и отраслей экономики с учетом региональных условий их развития [8, 10].

Данные топливно-энергетических балансов являются одними из основных сведений, которые используются для моделирования воздействия выбранного пути развития национальной и региональной экономики на будущее энергетики. С этой целью чрезвычайно важно сформировать оптимальный топливно-энергетический баланс, имеющий стратегическое значение для обеспечения энергетической и экономической безопасности страны и регионов. Все это определило выбор темы диссертационного исследования и рассматриваемых в работе вопросов.

Объектом исследования является топливно-энергетический баланс Кыргызской Республики, включая структуру, динамику и взаимосвязь его составляющих балансов электроэнергии, теплоэнергии, угля, газа, нефти и нефтепродуктов; эффективность производственной деятельности отраслей энергетики и топливообеспечения ТЭК.

Предметом исследования выступают научные подходы и методы рационального использования ТЭР, энергоэффективность отраслей экономики, сбалансированность и оптимизация топливно-энергетического баланса Кыргызской Республики в контексте устойчивого развития страны и сокращения углеродного следа.

Связь темы диссертации с приоритетными научными направлениями, крупными научными программами (проектами), основными научно-исследовательскими работами, проводимыми образовательными и научными учреждениями.

Тема диссертации тесно связана с приоритетными научными направлениями устойчивого развития с реализацией Национальной стратегии развития Кыргызской Республики на 2018-2040 годы (2018 г.), Концепцией региональной политики Кыргызской Республики на период 2018-2022 г.г.

(2017 г.), Концепцией инновационной модернизации экономического развития КР на период до 2035 г. (2017 г.), Программой развития Кыргызской Республики на период 2018-2022 гг. «Единство, Доверие, Созидание» (2018 г.), Национальной энергетической программой КР на период до 2035 г. (2024 г.), Исследований по разработке ТЭБ на период до 2040 года и его диверсификации за счет развития ВИЭ.

Работа написана в соответствии с планом научно-исследовательских работ, выполняемых на кафедре «Экономика и управление на предприятии» ВШЭБ КГТУ им. И.Раззакова.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационной работы является решение проблем теоретико-методологического обоснования, разработки положений и практических рекомендаций по формированию рациональной структуры ТЭБ в соответствии с климатическими вызовами и рисками достижения устойчивого развития.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

1. Исследовать теорию и методологию формирования рациональной структуры топливно-энергетического баланса и уточнить понятия ТЭБ и энергетический переход как экономическую категорию;
2. Изучить методологические подходы прогнозирования спроса на энергоресурсы и методические подходы к их оценке с учетом достижения энергоэффективности экономики и сферы услуг;
3. Исследовать методические основы прогнозирования топливно-энергетического баланса, стратегии развития ТЭК и задачи оптимизации в условиях энергетического перехода;
4. Провести анализ и оценку ресурсной и расходной частей топливно-энергетического баланса в условиях приоритетного использования ВИЭ для устойчивого развития, а также сбалансированность по доходам и расходам развития энергетики и их финансовой устойчивости;
5. Разработать цель, приоритеты обеспечения опережающего развития энергетики и вывода страны из чрезвычайной ситуации и энергетического кризиса;
6. Разработать перспективы развития и размещения новых ГЭС, СЭС, МГЭС по сценариям социально-экономического развития страны и регионов и их диверсификации за счет ВИЭ и снижения углеродного следа;
7. Выполнить прогнозирование потребности в энергоносителях по отраслям и регионам в соответствии со сценариями социально-экономического развития: пессимистическим, умеренным и оптимистическим;

8. Разработать балансы электроэнергии и мощности Кыргызской энергосистемы с оценками экспорта при избытке и импорта при недостатке и определить потоки по различным сценариям;
9. Провести оценку и определить задачи обеспечения оптимизации баланса электроэнергии за счет сокращения технологических потерь в электрических сетях различных классов напряжений и достижения энергоэффективности;
10. Исследовать возможности по усилению энергетической инфраструктуры для интеграции ВИЭ в энергосистему и диверсификации ТЭБ с сокращением углеродного следа с использованием инновационных подходов.

Научная новизна полученных результатов диссертационной работы заключается в разработке рациональных путей использования ТЭР и формирования ТЭБ и задач по его оптимизации в новых условиях энергетического перехода

1. На основе обобщения теории и методологии формирования рациональной структуры топливно-энергетического баланса дано авторское предложение термина «топливно-энергетический баланс» как экономической категории и понятия энергетического перехода;
2. Предложены методологические подходы прогнозирования спроса на энергоресурсы в тесной взаимосвязи с макроэкономическими индикаторами развития страны и достижения энергоэффективности в условиях энергетического перехода и развития зеленой экономики;
3. Предложена антикризисная модель развития ТЭК и методические основы прогнозирования топливно-энергетического баланса, поставлены задачи оптимизации в новых условиях энергетического перехода;
4. Выявлено, что методы и модели долгосрочного прогнозирования спроса на энергоносители должны обеспечить разные сценарии стратегий развития энергетики и реального сектора экономики с сокращением углеродного следа;
5. Оценка современного состояния ресурсной и расходной частей энергобаланса показывает его дефицитность. Для ее ликвидации необходимо ускоренное развитие ВИЭ и повышение энергоэффективности;
6. Обосновано, что разработка прогноза спроса и предложения требует многовариантных расчетов, каждый из которых характеризуется оценкой потребности в энергии, способов их покрытия, требований энергетики к экономике и их влияния на макроэкономические и климатические показатели (энергоёмкость и углеродоемкость ВВП);
7. Обоснованы сроки ввода мощностей больших и малых ГЭС, ТЭС и ТЭЦ с использованием критерия антикризисного управления по выводу из дефицита

энергосистемы и обеспечения резерва мощности в ОЭС ЦА, а также экспорта по проекту CASA-1000 и в единый рынок электроэнергии ЕАЭС.

8. Разработаны балансы энергии и мощности по электроэнергии, теплоэнергии для обеспечения топливными ресурсами балансы угля, нефти и газа. При выявлении избытков определяются возможные объемы экспорта и при недостатке импорта и диверсификации за счет сооружения ВИЭ;

9. Разработаны меры по оптимизации баланса электроэнергии за счет сокращения технологических потерь в электрических сетях различных классов напряжений в передающих и распределительных электрических сетях до нормативного уровня и достижения энергоэффективности и др.

10. Предложены меры по интеграции МГЭС, СЭС и ВЭС и обеспечению синхронизации их с энергосистемой и генерирующими мощностями. При этом должно быть корректное совмещение с частотой тока в электросети и созданы накопительные емкости и диверсификации ТЭБ с сокращением углеродного следа с использованием инновационных подходов.

Практическая значимость полученных результатов диссертационной работы состоит в возможности применения и использования результатов и выводов данного исследования в практике министерств, ведомств для разработки и внедрения эффективных стратегий и политик Министерством энергетики Кыргызской Республики, способствующих экономическому росту, устойчивому развитию страны и повышению качества жизни населения.

Экономическая значимость полученных результатов. Теоретико-методологические положения, выводы и практические рекомендации на основе тенденций развития энергетики в новых экономических условиях могут быть использованы для оптимизации энергетического баланса, способствующей снижению затрат на развитие энергетики, повышению энергоэффективности и улучшению конкурентоспособности национальной экономики. Общая оценка эффективности: экономическое развитие будет обеспечено ежегодным сокращением энергоемкости ВВП на 1-2 %: за период 2023-2040 г.г. на 20 %, экономия составит около 3-4 млрд. кВт.ч электроэнергии или около 6-8 млрд. сом.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Обобщение теории и методологии формирования рациональной структуры топливно-энергетического баланса включает в себя авторское определение термина «топливно-энергетический баланс» как экономической категории при стратегическом планировании и прогнозировании энергетической политики государства в следующей редакции:

«Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) в условиях энергетического перехода — это динамическая система управления производством, распределением и потреблением энергетических ресурсов, направленная на повышение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), снижение углеродного следа и достижение энергоэффективности реального сектора экономики».

2. Уточнение методологических аспектов прогнозирования ТЭБ, методы и модели долгосрочного прогнозирования должны обеспечить анализ реальных возможностей и предпочтительности разных стратегий развития энергетики согласно реальному сектору экономики с сокращенным углеродным следом; разработка прогноза требует многовариантных расчетов, каждый из которых характеризуется оценкой потребности в энергии, способов их покрытия, требований энергетики к экономике и влияния их на макроэкономические и климатические показатели.

3. Результаты статистического анализа ТЭБ и тенденций развития энергетики показывают неравномерность размещения ТЭР по территории и дефицитности как углеводородного топлива, так и электроэнергии, в связи с опережающими темпами роста потребления над темпами роста их производства, сокращения импорта, в связи с независимой энергетической политикой соседних стран ЦА. На убыточность энергокомпаний и дефицит электроэнергии и мощности, отсутствие их резерва повлияли погодноклиматические условия, маловодность и сработка Токтогульского водохранилища до критического уровня, которая привела к сокращению производства электроэнергии до кризисного состояния.

4. Результаты по выводу страны из кризиса. Президент КР признал энергокризис, объявил чрезвычайную ситуацию (ЧС) в энергетике и поставил задачи выхода из него к декабрю 2026 года, чему будет способствовать выполнение плана мер по реализации НЭП – 2035, в которой поставлены цель, приоритеты и задачи по их реализации. Разработан План по реализации мероприятий по выходу из энергокризиса по этапам с 2025-2027 г.г. и 2028-2035 гг. по сценариям.

5. Проведен прогноз по объемам спроса на электроэнергию на перспективу до 2035-2040 г.г. корреляционно-регрессионным анализом по отраслям и по сценариям с учетом энергосберегающей политики и диверсификации источников энергии ВИЭ с сокращением энерго- и электроемкости ВВП.

6. Для удовлетворения спроса предусмотрено опережающее развитие электроэнергетики с поэтапным вводом в действие ГЭС, СЭС, ВЭС и ТЭЦ и

по сценариям с ростом доли ВИЭ в производстве энергии до 10 % по умеренному, и 25 % по ускоренному сценариям.

7. Разработаны балансы энергии и мощности по сценариям, способы определения оптимальных потоков экспорта при избытке и импорта при недостатке, меры по выходу на оптовые рынки электроэнергии ОЭС ЦА и Южной Азии, вид участия в общем рынке электроэнергии и мощности стран ЕАЭС.

8. Развитие энергетической системы страны путем интеграция СЭС, ВЭС и МГЭС с обоснованием усиления электрических сетей, сооружение накопителей, внедрение цифровизации и средств автоматики, релейной защиты и других инновационных технологий.

9. Оптимизация энергобаланса путем сокращения технологических потерь электроэнергии при передаче и распределении до конечного потребителя предприятиям реального сектора экономики, малого и среднего бизнеса и сферы услуг населения.

10. Разработаны условия по интеграции ВИЭ в энергосистему КР, меры по адаптации к изменению климата отраслей ТЭК и достижению энергоэффективности за счет энергетического перехода к зеленой экономике, включенные в ОНУВ-2022 по реализации РКИК и Парижских соглашений.

Личный вклад соискателя. Результаты исследования апробированы в Минэнерго КР по реализации мер НЭП КР 2035 по выводу из энергетического кризиса и ЧС страны, НИИ энергетики и экономики Минэнерго КР при разработке проекта Национальной энергетической программы КР 2035, в Минобразовании и науки КР в проекте «Исследования по разработке ТЭБ КР и его диверсификации за счет ВИЭ и энергоэффективности».

Апробация результатов исследования и их публикации. Основные результаты выполненной работы докладывались и обсуждались на международных научных конференциях: Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева 89-е заседание семинара на тему «Исследование и обеспечение надежности систем энергетики» Иссык-Куль, 2017 год; Международная научно-практическая конференция «Энергетика: состояние, проблемы и перспективы», Бишкек 2014; Современные концепции научных исследований, Международная научная конференция, Москва. Евразийское Научное Объединение», Февраль, 2019; Международная научно-практическая конференция: Актуальные проблемы науки и практики Гатчинские чтения – 2019 г. ГИЭФПТ; Круглый стол на тему: Чрезвычайная ситуация в энергетике и роль научных исследований по разработке проекта Национальной энергетической

программы и топливно-энергетического баланса Кыргызской Республики – 2023 г., Международный семинар в гибридном формате «Перспективы сотрудничества и декарбонизации в ЦА», НИСИ при Президенте КР 5-6 октября 2023 г.; V1 Международная научно-практическая конференция «Теория и практика стратегирования», КРСУ им. Б.Ельцина, Секция «Отраслевое и корпоративное стратегирование Кыргызстана», 24 ноября 2023 года; МНТК: Проблемы устойчивого развития зеленой экономики и энергетики в условиях энергетического кризиса и современных вызовов адаптации к изменению климата 2024 г. и др.

Полнота отражения результатов диссертации в публикациях. Основные результаты диссертации опубликованы в 33 научных работах, в том числе 29 научных статьях, в журналах, рекомендованных НАК, в том числе в Scopus-1, РИНЦ – 11 в КР и за рубежом, получено два Свидетельства Кыргызпатента и опубликовано два учебных пособия.

Структура и объем диссертации. Структура диссертации отражает цель и задачи исследования. Работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка. Общий объем диссертации содержит 276 страницы, включая 28 таблиц и 72 рисунка.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА СТРАНЫ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

1.1. Теоретико-методологические основы формирования топливно-энергетического баланса и понятия как экономического инструмента энергоэкономического развития

Актуальность разработки топливно-энергетического баланса (ТЭБ) страны и регионов обусловлена необходимостью совершенствования методологии его формирования в условиях современных климатических вызовов и энергетического перехода.

Неотъемлемой частью теории и методологии исследования развития ТЭБ стало использование методов системного подхода и моделирования с учетом комплексного использования ТЭР и их распределения по отраслям экономики, коммунально-бытового хозяйства и населению.

На современном этапе человеческого развития, учитывая климатические вызовы, остро стоит проблема энергетического перехода на возобновляемые источники энергии, внедрения энергосберегающих технологий и оборудования в процессы производства по всем предприятиям, потребителям и в домашнем хозяйстве населения.

В связи с этим возникает необходимость диверсификации различных видов топлива экологически чистыми источниками энергии и технологиями с сокращением выбросов парниковых газов согласно РКИК ООН и ОНУВ.

Это вполне возможно путем разработки приходной и расходной частей ТЭБ и обеспечении сбалансированности потребности экономики и сферы услуг за счет ВИЭ и энергосбережения, повышая его долю как в ресурсной, так и в расходной частях ТЭБ, достичь экономии и энергоэффективности производственных процессов сферы услуг.

Разработка ТЭБ началась в СССР до 1990 года с изучения производительных сил (СОПС) и ВНИИКТЭП Госплана СССР, Центрального экономико-математического института АН СССР, Института математики СО АН СССР, Энергетического института им. Г.М. Кржижановского (ЭНИН), Сибирского энергетического института (СЭИ) СО АН СССР и др. путем моделирования с использованием системного подхода.

Самые первые модели энергетического комплекса (ЭК) [33, 34] были созданы в 1959—1961 гг. и сводились к транспортной задаче линейного

программирования. Основной недостаток транспортной модели - не учитывается энергоэкономический эффект у потребителей при использовании различных видов топлива. Он был устранен в модели, разработанной в 1962 г. в СЭИ [35] *. На базе этой модели к 1967 г. в ЭНИНе и в Главном вычислительном центре Госплана СССР (ГВЦ) была создана более совершенная производственно-распределительная модель [38]. Наряду с другими разновидностями моделей она вошла в «Методологические положения оптимизации топливно-энергетического хозяйства» [39], утвержденные Госпланом СССР и Научным советом по комплексным проблемам энергетики (НС КПЭ) АН СССР.

Параллельно с усовершенствованием распределительных моделей разрабатывались более полные модели энергетического комплекса страны, использующие общую задачу линейного программирования [40—42]. Такие модели в принципе позволили бы описать практически все элементы и связи энергетического хозяйства в динамике его развития. Однако, из-за большой размерности модели реализовать эту возможность не удалось. Поэтому дальнейшее развитие моделирования пошло в направлении создания блочных моделей ЭК или систем моделей отдельных отраслей энергетического хозяйства и разработки методов взаимной увязки их решений с целью получения глобального оптимума [43—46]. Модели именно такого типа получили в СССР широкое практическое применение.

За рубежом первые оптимизационные модели, рассматривающие энергетику страны как единое целое, появились примерно на 8—10 лет позднее, чем в СССР (в США — в 1972 г., в Англии и Франции — в 1973 г.). Наиболее совершенные из ныне используемых на Западе моделей ЭК (ДЕСОМ [47], МЕССАДЖ [48], МАРКАЛ [49]) отличаются от аналогичных советских моделей в основном тем, что страна в них не разделяется на отдельные регионы.

Разработка моделей для оптимизации развития ЭК шла во взаимосвязи с уточнением задач исследования, планирования и прогнозирования. Цели перспективного планирования ЭК и входящих в него подсистем на уровне Госплана СССР в общем виде были сформированы в Методических положениях оптимизации развития топливно-энергетического комплекса ТБО], подготовленных сотрудниками СЭИ, ГВЦ Госплана СССР, ВГПИ и НИИ Энергосетьпроекта (ЭСП),

*Примерно в это же время появились и другие модели распределительного типа [36, 37] энергетического хозяйства страны, но они не имели соответствующей информационной базы и не использовались для реальных расчетов

ИВТАНа, Центрального научно-исследовательского института экономики и научно-технической информации (ЦНИЭИУголь), ВНИИНефтепереработки [93].

Методология долгосрочного прогнозирования энергетики широко обсуждалась в 70-х годах, когда в ее развитии все четче начали проявляться новые тенденции, и нашла свое отражение в Методических положениях долгосрочного прогнозирования топливно-энергетического комплекса [51], подготовленных для подкомиссии по энергетике и электрификации для постоянно действующей комиссии Госплана СССР, Госкомитета по науке и технике (ГКНТ) СССР и АН СССР по разработке Энергетической программы.

В расширениях задач и усложнениях рассматриваемых энергетических проблем все четче выделялись следующие направления и тенденции в развитии моделирования ЭК:

- 1) интегрирование моделей ЭК и экономических моделей для более полного учета внешних связей энергетики (эта тенденция анализируется в [19]);
- 2) построение систем моделей как иерархически соподчиненных в производственном и временном аспектах (см., например, [45, 52, 53]);
- 3) все более широкое использование имитационного подхода [40, 46, 54];
- 4) разработка весьма детальных технологических схем планирования и прогнозирования ЭК, оснащенных системой методик программно-вычислительных комплексов (ПВК), что, в частности, нашло отражение в первой очереди подсистемы «Топливо-энергетический комплекс» АСПР Госплана СССР [55].

С помощью разработанного инструментария систематически, начиная с 1969 г., в СЭИ, а также в других организациях (ЭНИН, ГВЦ и Всесоюзном научно-исследовательском институте комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) Госплана СССР) проводились многовариантные исследования перспектив развития ЭК для нужд плановых и директивных органов.

Результаты этих исследований использовались, в частности, при разработке Энергетической программы СССР на длительную перспективу, при подготовке обосновывающих материалов плана 11-й пятилетки и Основных направлений социального и экономического развития СССР на 1986—1990 гг. и на период до 2000 г., при разработке долгосрочных целевых

программ (ДЦП) развития отдельных отраслей энергетики, а также ЭК Сибири.

В Кыргызской Республике в эти годы ученые КирНИОЭ (Е.И. Чашкина, Ю.Р. Наабер, Ш.У. Мавлянбеков), в НИИЭМП Госплана КР (Касымова В.М.) участвовали в разработке Энергетической программы СССР и в моделировании ЭК согласно Методическим положениям долгосрочного прогнозирования топливно-энергетического комплекса [51], Основным направлениям социального и экономического развития СССР на 1986-1990 гг. на период до 2000 г., Комплексной программе НТП в Киргизской ССР и ее социально-экономических последствий на период до 20 лет и Генеральной схеме развития и размещения производительных сил Киргизской ССР на период 15-20 лет [14].

В советское время вопросы изучения топливно-энергетического баланса республик относились к числу важнейших научных исследований, являясь одним из основных методов комплексного планирования топливно-энергетического хозяйства.

Начиная с 20-х годов XX века, школа советских энергетиков и экономистов (Г.М. Кржижановский, В.И. Вейц, Л.А. Мелентьев, М.А. Стырикович, И.В. Гофман, А.Е. Пробст, Е.А. Русаковский, Ю.Н. Савенко, Е.О. Штейнгауз и другие) внесла значительный вклад в разработку комплексно-энергетического метода исследования и планирования топливно-энергетического хозяйства, в основу которого была положена разработка топливно-энергетического баланса.

В Кыргызской Республике вопросами топливно-энергетического баланса (ТЭБ), его составления, анализа, планирования и прогнозирования занимались к.э.н. Е.И. Чашкина, Ю.Р. Наабер, Ш.У. Мавлянбеков и в настоящее время профессор, д.э.н. В.М. Касымова и ее ученики (д.э.н. Б.И. Баатов, к.э.н. А.В. Архангельская, к.т.н. Р.Б. Куржумбаева, И.П. Гузов и другие).

Энергоэкономическая сущность изменений, для удовлетворения растущих потребностей в топливе и энергии выражается в широком использовании качественных природных топливно-энергетических ресурсов и дальнейшем расширении централизованного энергоснабжения и электрификации, рассматриваемых в их взаимосвязи. В этих условиях определилась целесообразность координации развития отдельных отраслей топливдобывающей и топливперерабатывающей промышленности, систем обеспечения народного хозяйства электроэнергией и теплом (в виде централизованного генерируемого пара и горячей воды), то есть

необходимость балансового рассмотрения указанных элементов, объединенных понятием топливно-энергетического хозяйства [42].

В практике некоторых экономических исследований это понятие полностью отождествляется с термином «энергетика», что, на наш взгляд, не является вполне обоснованным. Термин «энергетика» менее определенный, его обычно трактуют как простую количественную совокупность топливодобывающих и топливперерабатывающих производств, а также предприятий по генерированию и распределению различных видов энергии. При этом нередко в публикациях в это понятие включают только последние из групп предприятий. В тоже время понятие топливно-энергетического хозяйства, подчеркивая взаимосвязь отдельных его элементов, предопределяет необходимость и возможность их балансового рассмотрения и планового развития, учитывая особенности энергетического производства [42].

Существенно изменившиеся за последние десятилетия представления о количестве и качестве природных ТЭР, о технических возможностях и эффективных направлениях их добычи и использования, а также открытие и постепенное освоение энергии распада тяжелых ядер урана определенным образом укрепили энергетическую базу национальных хозяйств [42].

В КР в 1996 г. был одобрен Закон «Об энергетике КР», в котором были определены термины важнейших энергетических составляющих [3]. Так, понятие «Энергетика» было заменено на «Топливо-энергетический комплекс» - совокупность взаимосвязанных отраслей экономики, включающий государственные и негосударственные структуры, занятые в угле-, нефте-, газо-, тепло- и энергоснабжающих и потребляющих системах и территориальных подсистемах; часто под термином Энергетика подразумевалось также топливно-энергетическое хозяйство.

Все эти качественно новые положения наряду с всевозрастающей интенсивностью развития электрификации промышленности, транспорта, сельского и коммунального хозяйств и быта населения определяют дальнейший рост потребления энергоресурсов и производства электроэнергии. Возникла необходимость обратить особое внимание на повышение экономической эффективности всех звеньев топливно-энергетического хозяйства или, как это принято называть в практике, экономических исследований, на его оптимизацию. Однако, ученые отмечают, что термин оптимизация топливно-энергетического баланса является не вполне методически верным, так как ТЭБ - форма количественного выражения тех или иных пропорций в развитии ТЭК - не оптимизируется [42]. Структура топливно-энергетического хозяйства представлена на рис.1.1.

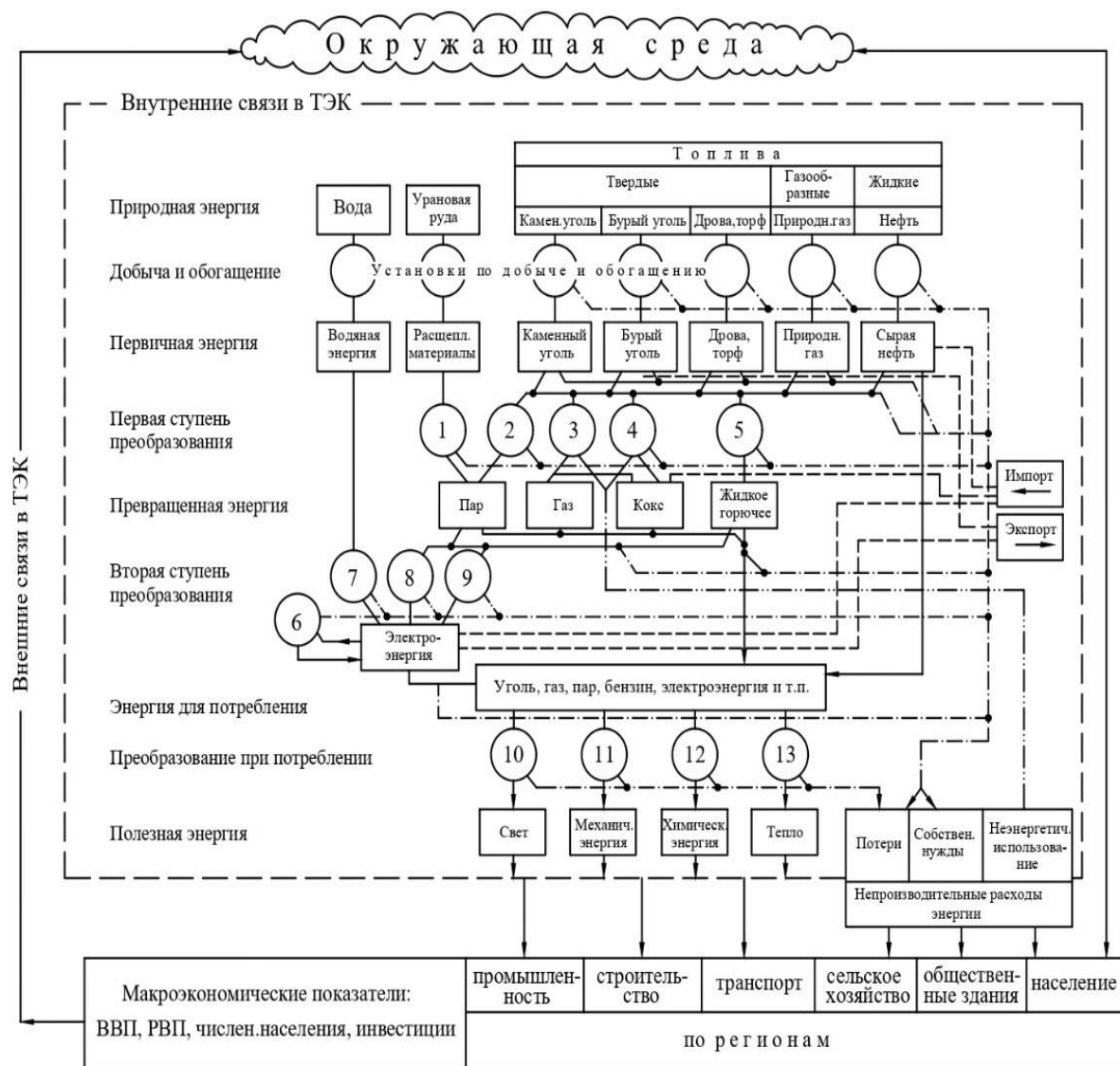


Рис. 1.1. Структура топливно-энергетического хозяйства

1 – реакторы и парогенераторы электростанций; 2 – котельные установки; 3 – газовые, коксогазовые заводы, газогенераторные установки; 4 – заводы гидрирования; 5 – нефтеперегонные заводы; 6 – гидроаккумуляторные электростанции; 7 – гидроэлектростанции; 8 – турбогенераторные установки тепловых электростанций; 9 – дизельные и газотурбинные электростанции; 10 – осветительные установки и приборы; 11 – электродвигатели; 12 – карбидные печи, электролиз; 13 – установки и приборы отопительно-вентиляционные, горячего водоснабжения, выпарные и сушильные.

Оптимизацию самого ТЭК предлагается осуществлять в следующих направлениях:

1. Экономически оправданное использование всех видов энергии и топлива у потребителей путем внедрения прогрессивных технологий, рационального выбора энергоносителей для них, использования побочных

вторичных энергоресурсов, а сегодня - это ВИЭ, сокращение потерь и уменьшение углеродного следа;

2. Повышение экономической эффективности электро- и теплогенерирующих установок и связанных с ними электро- и энергоснабжающих сетей путем правильного выбора соотношения между отдельными видами генерирующих установок использования принципов централизации и декорбанизации путем внедрения передовой техники и технологий;

3. Удешевление стоимости единицы отпускаемых потребителям ТЭР, путем вовлечения в баланс ресурсов с наименьшими затратами на их добычу и транспорт, рационального размещения производительных сил по отношению к топливным базам и водным ресурсам, а также энергии солнца, ветра и биомасс и наиболее эффективного распределения наличных ТЭР и ВИЭ между отдельными потребителями.

Выбор оптимальных направлений развития ТЭК в целом базируется на комплексном, взаимоувязанном и в значительной мере взаимозависимом использовании всех возможных направлений его рационализации. Лишь на основе оптимальных направлений ТЭК страны в целом может иметь место дальнейшее уточнение и рационализация в отдельных экономических районах, отраслях реального сектора и в сфере услуг населению. Поставленные на повестку дня задачи и разработки ТЭБ в условиях экономического перехода требуют пояснения и разъяснения[42].

Так, энергетические переходы, по мнению ученых, (Arkhangelskaya et al. 2022) часто понимаются как переходы от доминирующих ресурсов в настоящее время к новым источникам поставок энергии, например, от углеводородов к более чистым источникам, которые используют воду, ветер, солнечный свет и биологически полученные виды топлива, а также от прямого использования топлива к использованию электроэнергии.

Этот переход аналогичен переходу от паровых двигателей к паровым турбинам, дизельным двигателям и двигателям внутреннего сгорания, сопровождающемуся сменой правил, тарифов и режимов ценообразования и, прежде всего, поведением пользователей и эксплуатационников (Sovacool, 2016). Он влечет чаще всего и смену политических победителей и проигравших в переходе, что делает политическую экономию формацией.

ТЭБ служит информационной базой для расчета валового потребления топливно-энергетических ресурсов, устанавливает распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения и энергоснабжения, потребителями или группами

потребителей, а также позволяет определить эффективность использования энергетических ресурсов в различных сферах экономики» [12, 15].

Таким образом, понимание топливно-энергетического баланса имеет стратегическое значение для разработчиков энергетической политики, для лиц, принимающих решения, так как:

- даёт возможность понять ситуацию в энергетике и оценить разные варианты политики;
- позволяет выбрать цель политики и следить за ее достижением;
- даёт основу для моделирования сценариев развития энергетической политики.

В современных условиях энергетического перехода предъявляются особые требования к структуре топливно-энергетического комплекса в направлении развития ВИЭ и декарбонизации топливно-энергетического баланса, а в условиях рыночной экономики стало сложным как разработать аналитический ТЭБ, так и плановый, и прогнозный на 10 - 15 лет.

В условиях глобального энергетического перехода и углубления процессов декарбонизации, топливно-энергетический баланс (ТЭБ) следует рассматривать как динамическую систему управления энергетическими ресурсами, обеспечивающую устойчивое развитие экономики при одновременном снижении углеродного следа.

В связи с этим термин «Топливо-энергетический баланс» в условиях «энергетического перехода» предлагаем сформулировать следующим образом: **«Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) в условиях энергетического перехода — это динамическая система управления производством, распределением и потреблением энергетических ресурсов, направленная на повышение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), снижение углеродного следа и достижению энергоэффективности реального сектора экономики».**

ТЭБ представляет собой систему учета и анализа потоков первичных и вторичных энергоресурсов, включающую приходную и расходную части.

Приходная часть должна обеспечивать оптимальную структуру энергоснабжения, с приоритетным увеличением доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), снижением зависимости от ископаемого топлива и интеграцией новых энергетических технологий (солнечная и ветровая, водородная энергетика, накопители энергии, интеллектуальные энергосети).

Расходная часть, отражающая не только текущие потребности различных секторов экономики, но и обеспечивающая сбалансированность роста энергопотребления не должна:

- превышать темпы роста валового внутреннего продукта (ВВП) или валовой продукции (ВП) отраслей,
- учитывать активные меры по энергосбережению и энергоэффективности,
- минимизировать технологические и сетевые энергетические потери.

Современная концепция ТЭБ предполагает переход от экстенсивной модели энергопотребления к интеллектуальному управлению энергетическими потоками, с использованием цифровых технологий, децентрализованных энергосистем и гибридных энергорешений.

Таким образом, ТЭБ становится не просто инструментом статистического учета энергоресурсов, а стратегическим механизмом энергообеспечения, способствующим «зеленому» и инновационному росту экономики.

Так как целью анализа и прогнозирования ТЭБ является оценка изменений в структуре производства и потребления топлива и энергии, определение основных направлений развития топливно-энергетического комплекса и расчет показателей, характеризующих уровень потребления топливно-энергетических ресурсов и ВИЭ в различных секторах экономики и по республике в целом, является обязательным.

В связи с этим термин «Топливо-энергетический баланс» в современных условиях энергетического перехода предлагаем сформулировать следующим образом:

«Топливо-энергетический баланс состоит из приходной и расходной частей. В приходной части ресурсов необходимо соблюдение повышения доли ВИЭ, в расходной части - сбалансированность объемов потребления над темпами, ниже темпов роста ВВП или ВП отраслей экономики и мер энергосбережения населением и сокращения потерь».

Существуют различные подходы и определения. Башмаков: «составление и анализ ТЭБ позволяет:

- доказать предполагаемую потребность в топливе, электрической и тепловой энергии для осуществления жизнедеятельности населения и выполнения производственной программы;
- определить более рациональные методы покрытия потребности в топливе и энергии и качестве;
- выявить излишние потери топлива и энергии и разработать меры по их устранению;
- установить нормативы энергопотребления;

- определить приоритетные меры по сбережению энергии и более экономичные направления улучшения топливно-энергетического хозяйства;
- определить потенциал энергосбережения» [9].

Таким образом, ТЭБ выступает как инструмент анализа, прогноза по развитию топливно-энергетического комплекса с учетом развития отраслей экономики; несет в себе информацию о том, кем и на какие цели используются те или же другие энергоресурсы, как они изменяются от одних форм к другим, какие существуют факторы, действующие на их потребление и т.п.

Декарбонизация и снижение углеродного следа требуют диверсификации ТЭБ и предусматривают увеличение доли ВИЭ как в производстве в приходной части баланса, так и в расходной части.

Можно положить, что отсутствует единый научный подход к данной области, которая занимается анализом и исследованием возможностей удовлетворения спроса на энергоресурсы на макроуровне с увеличением доли ВИЭ в структуре ТЭК и чистыми энергоносителями на уровне предприятий и сферы услуг населения.

В связи с чем, на наш взгляд, необходимо уточнение расширения понятия топливно-энергетического баланса как экономической категории. С помощью ТЭБ мы сможем не только проанализировать, но и спрогнозировать факторы повышения энергоэффективности за счет внедрения энергосберегающих технологий и оборудования..»

ТЭБ представляет собой интегральный статистический инструмент, увязывающий в одно целое балансы различных видов топлива и энергии, позволяющий упорядочить данные о функционировании энергетического комплекса в виде взаимосвязанных таблиц, объединенных общей методологией, показателями, единицами измерения и классификациями» [12].

«По своей форме ТЭБ представляет собой сводную балансовую таблицу, которая состоит из нескольких разделов и содержит систему показателей, описывающих источники возникновения и формирования топливно-энергетических ресурсов и использования этих ресурсов в различных целях, в том числе для конечного потребления» [17].

Система показателей, применяемых при составлении ТЭБ, позволяет выполнить, с одной стороны, анализ и оценку фактического потребления топливно-энергетических ресурсов на республиканском и региональном уровнях, а с другой стороны, осуществить разработку плановых показателей на будущие периоды и определение перспектив реструктуризации накопления и использования энергоресурсов.

Алгоритм составления ТЭБа по данным Международного энергетического Агентства – это поэтапная агрегация показателей по видам энергоресурсов и форме их происхождения (использования). Общая схема агрегированного ТЭБ представлена на рис 1.1[...].

«Вертикальные графы балансовой таблицы соответствуют различным видам топливно-энергетических ресурсов. Выделение энергоресурсов в группы с требуемой степенью детализации позволяет создавать как подробные (деагрегированные), так и свернутые (агрегированные) балансовые таблицы.

Таблица 1.1 - Схема топливно-энергетического баланса.

Потоки / Продукты	ТЭР 1	ТЭР 2		ТЭР n
1. Валовые первичные поставки				
2. Статистические расхождения				
3. Преобразование				
4. Собственное потребление				
5. Потери				
6. Конечное потребление, в том числе:				
6.1. Энергетическое потребление				
6.2. Неэнергетическое потребление				

Горизонтальные строки балансовой таблицы соответствуют различным движениям или потокам топливно-энергетических ресурсов в процессе хозяйственной и иной деятельности.

По вертикали для каждой графы схемы баланса должно выполняться следующее арифметическое равенство: «Преобразование» + «Собственное потребление» + «Потери» + «Конечное потребление» – «Валовые первичные поставки» = «Статистические расхождения» [21].

«Для формирования вышеуказанной таблицы составляются однопродуктовые балансы, которые в свою очередь заполняются на основании информации из промежуточных таблиц, включающих информацию о производстве (добыче), ввозе (вывозе), распределении и использовании энергоресурсов в натуральном выражении в соответствующих единицах измерения.

Сводный агрегированный баланс формируется в единых энергетических единицах – в т.у.т., в целых числах. За единицу условного топлива (тонна условного топлива) принимается теплотворная способность 1 кг каменного угля = 29,3 МДж или 7000 ккал.

Порядок составления топливно-энергетического баланса состоит из нескольких этапов работы со сводной информацией и ее отражением в промежуточных отчетных таблицах, состоящих из отдельных строк и граф дезагрегированной таблицы баланса, создаваемых для целей анализа и агрегирования исходных данных» [21].

«Каждый однопродуктовый баланс представляет собой вертикальную «графу», в которой имеются все строки дезагрегированной балансовой таблицы (табл. 1.2). При этом графы балансовой таблицы в известной степени независимы.

Подготовленные однопродуктовые балансы собираются в матрицу полного дезагрегированного топливно-энергетического баланса. Агрегированный топливно-энергетический баланс представляет собой балансовую таблицу, которая содержит показатели дезагрегированной таблицы баланса, свернутые и просуммированные по вертикали в группы по видам энергетических ресурсов и по горизонтали для групп собственного потребления и неэнергетического потребления.

Общая структура агрегированного топливно-энергетического баланса включает в себя пять логических групп, соответствующих различным видам топливно-энергетических ресурсов: уголь и продукты его переработки, нефть и нефтепродукты, газ природный и попутный, биотопливо и отходы, атомная энергия, гидроэнергия и НВИЭ, Вторичные тепловые ресурсы, Электроэнергия, 15 Тепло, Всего» [21].

Таблица 1.2 - Структура агрегированного баланса

		Уголь	Торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Биотопливо и отходы	Атомная энергия	Гидроэнергия и НВИЭ	Вторичные тепловые ресурсы	Электроэнергия	15 Тепло	Всего
ВАЛОВЫЕ ПЕРВИЧНЫЕ ПОСТАВКИ	1												
Местное производство (+)	2												
Импорт (+)	3												
Экспорт (-)	4												
Международная авиационная	6												

		Уголь	Торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Биотопливо и отходы	Атомная энергия	Гидроэнергия и НВИЭ	Вторичные тепловые ресурсы	Электроэнергия	15 Тепло	Всего
бункеровка (-)													
Движение запасов	7												
Статистические расхождения	8												
ПРЕОБРАЗОВАНИЕ	9												
Электростанции	10												
Теплоэлектроцентрали и когенерационные установки	11												
Теплоцентрали и котельные	12												
Электрокотельные	13												
Теплоутилизационные установки	14												
Заводы по брикетированию топлива	17												
Нефтепере-рабатывающие заводы	18												
Прочее преобразование топлива	19												
Собственное потребление (-)	20												
Электростанции и теплоустановки	21												
Добыча и агломерация угля	22												
Добыча нефти и природного газа	23												
Нефтеперерабатывающие заводы	25												

		Уголь	Торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Биотопливо и отходы	Атомная энергия	Гидроэнергия и НВИЭ	Вторичные тепловые ресурсы	Электроэнергия	15 Тепло	Всего
Прочее собственное потребление	26												
Потери при распределении (-)	27												
ПОЛНОЕ КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ	28												
Промышленное производство (C,D,E)	29												
Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических (CB)	30												
Обрабатывающие производства (D), в том числе:	31												
Производство пищевых продуктов (DA)	32												
Текстильное, швейное и кожаное производство (DB)													
Производство кожаных изделий и обуви (DC)	33												
Обработка древесины (DD)	34												
Целлюлозно-бумажное производство и полиграфия (DE)	35												
Химическое производство ((DG)	33												
Производство резиновых и пластмассовых изделий (DH)	34												

		Уголь	Торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Биотопливо и отходы	Атомная энергия	Гидроэнергия и НВИЭ	Вторичные тепловые ресурсы	Электроэнергия	15 Тепло	Всего
Неметаллические минеральные продукты (DI)	35												
Металлургия и металлообработка (DJ)	36												
Производство машин и оборудования, кроме оружия и боеприпасов (38.9)	37												
Электронное и оптическое оборудование (DL)	38												
Транспортное оборудование (DM)	39												
Прочие производства (DN)	40												
Производство прочих материалов и веществ (39.9)	41												
Сбор, очистка и распределение воды	42												
Строительство (F)	43												
Оптовая и розничная торговля и ремонт (G)	44												
Транспорт и связь (I), в том числе:	45												
железнодорожный транспорт (60.1)	46												
прочий сухопутный транспорт (60.2)	47												
трубопроводный транспорт (60.3)	48												

		Уголь	Торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Биотопливо и отходы	Атомная энергия	Гидроэнергия и НВИЭ	Вторичные тепловые ресурсы	Электроэнергия	15 Тепло	Всего
внутренний водный транспорт (61)	49												
внутренний воздушный транспорт (62)	50												
вспомогательная транспортная деятельность (63)	51												
связь (64)	52												
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство (А)	53												
Рыболовство (В)	54												
Гостиницы и рестораны (Н)	55												
Образование и здравоохранение (М,Н)	56												
Прочее коммунально-бытовое обслуживание (О)	57												
Жилищный сектор и домашние хозяйства (Р)	58												
Другие секторы экономики	59												
Неэнергетическое потребление	60												

«По строке 1 «**Валовые первичные поставки**» - отображаются данные о производстве (добыче), ввозе-вывозе энергоресурсов (импортно-экспортных операциях) и об изменении запасов. Данные по строке равны арифметической сумме данных по строкам 2-7, т.е. суммарному количеству топливно-энергетических ресурсов, доступных для преобразования и конечного потребления.

По строке 2 «Местное производство» отображаются сведения о производстве (добыче) первичных энергоресурсов. Производство вторичных энергетических ресурсов должно отображаться в строках сектора «Преобразование».

По строке 3 «Импорт» отображаются сведения о ввозе топливно-энергетических ресурсов из-за пределов Кыргызской Республики (импорт). Данный показатель имеет положительное значение, со знаком (+).

По строке 4 «Экспорт» отображаются сведения о вывозе топливно-энергетических ресурсов за пределы Кыргызской Республики (экспорт). Данный показатель имеет отрицательное значение, со знаком (-).¹⁹

По строке 6 «Международная авиационная бункеровка» отображаются сведения об отгрузке бункерного топлива (топливо реактивное керосиновое) самолетам, отправляющимся в зарубежные рейсы за пределы Кыргызской Республики. Данный показатель имеет отрицательное значение, со знаком (-).

По строке 7 «Движение запасов» отображаются сведения об изменении запасов топливно-энергетических ресурсов. Учитывая увеличения или уменьшения запасов, показатель может быть как с положительным, так и с отрицательным значением.

По строке 8 - **«Статистические расхождения»**- отображается арифметическая разница между группами разделов балансовой схемы, которая используется для контроля и оценки качества используемой статистической информации. Так, например, первичные данные на этапе извлечения и размещения в промежуточной таблице претерпевают различные трансформации – показатели могут быть сгруппированы тем или иным образом, над показателями могут быть выполнены необходимые математические операции или для показателя имеется возможность получения его из двух и более источников (таблиц). Учитывая это, строка используется для экспертного анализа и для коррекции значений. Данный показатель может быть как с положительным, так и с отрицательным значением, со знаком (+,-).

По строке 9 - **«Преобразование»** отображаются данные о вторичных энергетических ресурсах, полученные путем превращения (трансформации) первичных энергоресурсов при их использовании. Данная строка равна арифметической сумме показателей строк 10 – 25, т.е. суммарному количеству топливно-энергетических ресурсов, доступных для преобразования по категориям использования и потребления. Показатели в строках раздела «Преобразование» отображаются как с положительным, так и с отрицательным знаком. Например, потребление коксующегося угля для производства кокса, со знаком (-), а производство (выход) кокса, со знаком (+).

По строке 26 - **«Собственное потребление»** - отображаются данные о потреблении топливно-энергетических ресурсов для собственных нужд, непосредственно связанные с процессами преобразования. Данный показатель имеет отрицательное значение, со знаком (-).

По строке 27 - **«Потери при распределении»**- отображаются сведения о потерях, возникших при передаче энергетических ресурсов, в том числе потери электрической энергии в электрических сетях, потери тепловой энергии в тепловых сетях, потери нефти и газа при транспортировке по магистральным нефте- и газопроводам, угля и других твердых углеводородов при перевозке их железнодорожным или другими видами транспорта, потери нефтяного сырья при транспортировке нефтепродуктов.

По строке 28 - **«Полное конечное потребление»** - отображается информация об энергетическом и неэнергетическом использовании (потреблении) энергоресурсов в различных сферах экономической деятельности. Сведения детализированы по видам экономической деятельности в соответствии с Государственным классификатором видов экономической деятельности (ГКЭД). По строкам 29 – 60 показатели имеют положительное значение, со знаком (+)» [21].

Согласно Касымовой В.М. «система показателей, применяемых при составлении ТЭБ, позволяет выполнить, с одной стороны, анализ и оценку фактического потребления топливно-энергетических ресурсов на республиканском и региональном уровнях, а с другой стороны, осуществить разработку плановых показателей на будущие периоды и определение перспектив реструктуризации накопления и использования энергоресурсов.

ТЭБ служит информационной базой для расчета валового потребления топливно-энергетических ресурсов, устанавливает распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения и энергоснабжения, потребителями или группами потребителей, а также позволяет определить эффективность использования энергетических ресурсов в различных сферах экономики.

Данные энергетических балансов являются одними из основных сведений, которые применяются для моделирования воздействия выбранной политики на будущее энергетики. С этой целью чрезвычайно важно сформировать длительные и последовательные динамические ряды данных из надёжных источников» [17].

1.2 Методология прогноза спроса на энергоресурсы и методические подходы к их оценке с учетом достижения энергоэффективности реального сектора экономики и сферы услуг

В обстоятельствах, возникших в связи с переходом КР к социально-ориентированной рыночной экономике, и увеличением цен на импортируемые углеводородные энергоресурсы, появилась необходимость модификации потребностей и спроса населения и реального сектора экономики на электрическую энергию. Задача состоит не только в том, чтобы содействовать удовлетворению имеющихся потребностей, но и в том, чтобы целенаправленно выработать новые потребности преднамеренно, сопряженные с энергоэффективностью и принципами устойчивого развития.

«Спрос на энергетическом рынке имеет ряд особенностей в силу того, что электроэнергия является специфичным товаром, а отрасль – естественной монополией, при которой удовлетворение спроса эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства). В этой связи спрос на электроэнергетическом рынке в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров» [18].

«Прогнозирование потребления ТЭР является довольно сложной, комплексной и взаимосвязанной с другими отраслями задачей. Решение этой задачи зависит от многочисленных факторов: темпов развития экономики и социальной сферы; политических и хозяйственных связей между государствами ближнего и дальнего зарубежья; объемов финансирования и инвестирования; состояния всех отраслей промышленности; состояния энергетических объектов и форм управления ими; состояния развития естественных и технических наук; наличия в республике энергоресурсов и их стоимости, а также ряда других факторов, которые формируют «Концепцию управления спросом» [10].

«Долгосрочные прогнозы энергопотребления составляются на период от 15 до 20 лет. Они представляют интерес главным образом для органов государственного управления, разрабатывающих комплексные национальные и региональные программы развития ТЭК. Задачей таких прогнозов является не столько получение каких-либо количественных оценок, сколько выявление будущих условий и факторов различного характера, которые могут в

исследуемой перспективе оказывать определяющее влияние на энергетику страны, сдерживая или, наоборот, ускоряя ее развитие.

Базовым методом, в наибольшей степени отвечающим удаленности горизонта и задачам этого прогнозирования, служит сценарный подход, широко использующий экспертные оценки, базирующиеся на прогнозе экономического и демографического роста и принципах устойчивого развития. Формализованные методы применяются, но только как вспомогательные поисковые процедуры, дающие информацию для работы над сценарием экспертным группам. Например, использование в долгосрочных прогнозах электропотребления метода простой экстраполяции тренда может вывести аналитика на барьерные уровни (поворотные точки), за которыми ресурсное обеспечение электроэнергетики для покрытия такого спроса представляется невозможным. Насколько реальна такая ситуация, каковы ее временные координаты, существует ли у экономической системы научно-технический и организационный потенциал для ее преодоления - вот круг вопросов, на которые должен дать ответы долгосрочный прогноз на макроуровне» [18].

Базовыми материалами при прогнозировании спроса являются статистические данные, отчеты предприятий ТЭК и взаимосвязанных с ним отраслей народного хозяйства, индикативные планы развития экономики страны и другие материалы. В целях интегрированного планирования спроса и предложения на энергоносители во взаимосвязи с повышением ЭЭ и достижения устойчивого развития экономики необходимо определить систему показателей, включающие помимо основных показателей энергетики макроэкономические показатели страны.

Задачи продвижения к устойчивому развитию требуют в процессе прогнозирования энергопотребления при разработке государственной энергетической политики в области повышения энергоэффективности и энергосбережения обеспечить необходимое качество жизни как нынешних, так и будущих поколений и минимизации воздействия на окружающую среду на всех этапах производства и потребления ТЭР.

Развивающиеся страны могут повысить уровень жизни при более низких темпах энергопотребления, чем это осуществлялось в прошлом. Повышение энергоэффективности и энергосбережение является важным фактором, улучшающим как экономические показатели, так и качество окружающей среды в стране.

Прогноз энергопотребления производился по следующим этапам:

1. Сбор и анализ данных

1.1. Ретроспективные данные

Исполнителями проведен сбор и анализ следующих ретроспективных данных за 2015-2021 годы из нижеприведенных официальных источников:

А) Макроэкономические показатели

- ВВП по стране и отраслям;

- Национальный статистический Комитет Кыргызской Республики;
- Министерство экономики и коммерции Кыргызской Республики.

- численность населения;

- Национальный статистический Комитет Кыргызской Республики.

Б) Потребление электроэнергии по стране, а также отраслями экономики.

- Национальный статистический Комитет Кыргызской Республики;
- Министерство энергетики Кыргызской Республики;
- ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»;
- ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана».

1.2. Перспективные данные

Исполнителями должен быть проведен сбор и анализ следующих перспективных данных на 2022-2040 годы:

А) Макроэкономические показатели

- ВВП по стране и отраслям:

- Прогноз социально-экономического развития Кыргызской Республики на 2023-2027 годы;
- Доклад Всемирного банка «Перспективы развития мировой экономики», 2022 г.;
- Собственные расчеты ВВП с ППС в ценах 2015 года.

- численность населения;

- публикации Отдела народонаселения при Департаменте по экономическим и социальным вопросам ООН.

Б) Потребление электроэнергии по стране, а также отраслями экономики.

Собственные расчеты.

В целях приведения в соответствие расчетов Исполнителя со страновыми целями и приоритетами были изучены Генеральный План развития энергетики Кыргызстана, а также страновые документы и международные отчеты по развитию энергетического сектора, зеленой экономике, климату.

Были проведены сравнение и анализ перекрестных данных, собранных в рамках данной работы, а также данных научно-исследовательской работы исполнителей за предыдущие годы и данных, собранных в рамках

международных проектов, а также данных, размещенных на веб-сайтах энергокомпаний и заинтересованных государственных учреждений.

Этот процесс позволяет построить долгосрочные, последовательные сценарии прогнозирования спроса с учетом целей по декарбонизации экономики.

2. Прогноз макроэкономических индикаторов

В соответствии с методологией прогноза спроса на электроэнергию был произведен пересчет фактического ВВП по паритету покупательской способности за 2016-2021 годы в ценах базового 2015 года по стране, а также по отраслям экономики. Далее проведен прогноз ВВП с ППС в ценах 2015 года по сценариям развития экономики.

Согласно постановлению Кабмина КР «О Прогнозе социально-экономического развития КР на 2023–2027 годы» № 484 от 6 сентября 2022 г. «факторами роста ВВП на среднесрочный период будут:

- социально-политическая стабильность в стране;
- восстановление потребительского спроса;
- усиление работы по импортозамещению, развитие приоритетных секторов с высоким экспортным потенциалом;
- реализация крупных национальных инвестиционных проектов в энергетике, ирригации, дорожно-транспортной сфере;
- активное использование членства Кыргызской Республики в ЕАЭС и ВТО;
- создание доступа к финансовым инструментам (активизация работы Российско-Кыргызского Фонда развития (РКФР), открытого акционерного общества «Государственная Ипотечная Компания» (ГИК), Гарантийного фонда (ГФ), проекта «Финансирование сельского хозяйства» (ФСХ) и др.);
- создание благоприятной бизнес-среды для предпринимательства;
- принимаемые меры по выводу бизнеса из тени;
- и др.» [24].

«Возможные риски:

1) расширение антироссийских санкций, что негативно может отразиться на экономике России и повлиять через спрос и внешнюю торговлю на национальную экономику КР;

2) нестабильность на фондовых рынках, что отрицательно может сказаться на котировках ценных бумаг и привести к волатильности валют;

3) неблагоприятный природно-климатический фактор, который может оказать воздействие на развитие агропромышленного комплекса и энергетики (наступление маловодного периода);

4) зависимость внутреннего рынка от импорта продовольственной группы товаров, ГСМ; недостаток и высокие цены на отдельные виды социально-значимых товаров;

5) в структуре освоения инвестиций в основной капитал сократились объемы кредитов банков на 51,3 %; средств предприятий и организаций – на 4,6 %; иностранных кредитов – на 13,5 %, т.е. в нынешних условиях предприниматели/инвесторы занимают выжидательную позицию;

6) перебои в обеспечении источниками финансирования запланированных капитальных вложений, соответственно вялый рост в строительстве;

7) сбои в корреспондентских банковских отношениях и в работе международных платежных систем, обусловленные изоляцией российских банков от западных финансовых систем, могут сдерживать возможности Кыргызской Республики по осуществлению трансграничных платежей в долларах США и евро, а замедление темпов роста может ухудшить качество кредитных портфелей банков;

8) сокращение объема экспорта золота, несмотря на увеличение объемов производства, что ухудшает состояние платежного баланса страны;

9) неустойчивая работа энергетической отрасли из-за природно-климатического фактора, который влияет на приток воды в Токтогульское водохранилище в период вегетации. По итогам 6 месяцев 2022 года фактическая выработка электроэнергии снизилась на 17,1 %, такая ситуация подвергает риску функционирование секторов экономики и обеспеченность потребности населения;

10) высокий уровень неформальной экономики (по данным Национального статистического комитета Кыргызской Республики за 2020 год, составил 20,8 % или 125 млрд сомов);

11) сохранение высокого уровня государственного долга (по итогам 2021 года отношение государственного долга к ВВП составило 60,33 %), который может ограничивать возможности фискального стимулирования, соответственно бюджетный дефицит будет угрожать дальнейшим ростом государственного долга;

12) увеличение дефицита государственного бюджета Кыргызской Республики.

13) сохранение отдельных таможенных барьеров и т.д» [24].

Очень много изменчивых факторов влияют на нынешнюю экономическую ситуацию и это девальвирует точность прогнозов.

Прогноз численности населения выполнен в соответствии с прогнозируемыми темпами прироста населения по данным ООН.

Прогноз электроемкости ВВП выполнен исполнителями с учетом необходимости ее устойчивого снижения для выполнения целей развития тысячелетия ООН, страновых целей и индикаторов устойчивого энергопользования.

При расчете индикаторов и построении динамических рядов необходимо ответить на следующие вопросы:

- каково состояние индикатора на текущий момент?
- какова ретроспектива изменения данного индикатора (системы индикаторов) до текущего момента?
- как изменится данный индикатор, если изменятся связанные с ним индикаторы, или как изменятся другие индикаторы при изменении данного индикатора?
- если индикатор в кризисной зоне, то какими должны быть мероприятия по его приведению в нормальное состояние, каковы предполагаемые затраты?

Система индикаторов устойчивого энергопользования является также подсистемой индикаторов устойчивого развития, разработка которых активно ведется по всему миру. Этим занимаются ведущие международные организации: ООН, Всемирный банк, Организация стран экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), Европейская комиссия и другие [6, 16].

Достаточно полная система индикаторов устойчивого энергетического развития содержится в основном перечне ООН, которая состоит из 132 индикаторов, разбитых на группы:

- индикаторы социальных аспектов устойчивого развития,
- индикаторы экономических аспектов устойчивого развития,
- Индикаторы экологических аспектов устойчивого развития,
- индикаторы институциональных аспектов устойчивого развития.

Нами был разработан актуализированный для КР перечень индикаторов устойчивого энергетического развития, включающий мониторинг энергоэффективности (Таблица 1.4) [6, 13,17].

Таблица 1.4 – Перечень индикаторов устойчивого энергетического развития

№	Наименование индикатора	Методика расчета
1	Энергоемкость: обрабатывающая промышленность, транспорт, сельское хозяйство, коммерческие и	$\text{Эотр.} = \text{Потр.}/\text{ВПотр.}$ (т.н.э./долл.)

	государственные услуги, жилищный сектор	
2	Энергоемкость ВВП	$\mathcal{E}_{\text{эн}} = \text{П}_{\text{эн}}/\text{ВВП}$ (т.н.э./долл.)
3	Электроемкость ВВП	$\mathcal{E}_{\text{эл}} = \text{П}_{\text{эл}}/\text{ВВП}$ (кВт. ч/долл.)
4	Потребление энергии на душу населения	$\text{П}_{\text{эн}} = \text{V}_{\text{эн}}/\text{Ч}$ (т у.т./чел.)
5	Потребление электроэнергии на душу населения	$\text{П}_{\text{эл}} = \text{V}_{\text{эл}}/\text{Ч}$ (кВт.ч/чел.),
6	Доля местного производства энергии	$\text{V}_{\text{мест.}} = \text{V}_{\text{мест}}/\text{V}_{\text{эл}}$
7	Доля потребления ВИЭ	$\text{П}_{\text{виэ}} = \text{П}_{\text{виэ}}/\text{П}_{\text{эл}}$
8	Экономия ТЭР	$\mathcal{E}_{\text{т/0}} = \text{П}_{\text{т}} - \text{P}_{\text{т/0}} = \Delta \text{П}_{\text{т/0}} - \Delta \text{P}_{\text{т/0}} < 0$.
9	Расчетная экономия ТЭР	$\text{E}_{\text{т/0}} = \text{ВВП}_{\text{т}} \cdot (\mathcal{E}_{\text{ВВПт}} - \mathcal{E}_{\text{ВВП0}})$

где: « $\text{П}_{\text{эн}}$ - потребление энергии на душу населения,

$\text{V}_{\text{эн}}$ - суммарное потребления энергоресурсов в реальном секторе экономики и сфере услуг;

Ч - численность всего населения;

$\text{П}_{\text{эл}}$ - потребление электроэнергии на душу населения;

$\text{П}_{\text{эн}}$ – потребление энергии;

$\text{V}_{\text{эл}}$ - суммарное потребления электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{эн}}$ – энергоемкость ВВП;

$\mathcal{E}_{\text{эл}}$ – электроемкость ВВП;

$\text{П}_{\text{т}}$ – реальное потребление ТЭР;

$\text{P}_{\text{т/0}}$ – номинальное потребление ТЭР в расчетном году по сравнению с базовым годом;

$\mathcal{E}_{\text{т/0}}$ – экономия ТЭР т у.т. или т.н.э;

где $\text{E}_{\text{т/0}}$ – расчетная экономия ТЭР, ту.т. или т.н.э;

$\text{ВВП}_{\text{т}}$ – ВВП конечного года в том или ином рассматриваемом периоде, сом, руб. или долл.США.;

$\mathcal{E}_{\text{ВВПт}}$ – энергоемкость ВВП в начальном году;

$\mathcal{E}_{\text{ВВП0}}$ – энергоемкость ВВП в конечном году данного периода» [6, 16].

Показатели потребления энергии и электроэнергии на душу населения характеризуют уровень социально-экономического развития государства.

Представляется, что кризисного и предкризисного состояний данные индикаторы не имеют, здесь необходим один критерий – устойчивый рост экономики и в том, числе энергетической отрасли.

1.3. Методические основы прогнозирования топливно-энергетического баланса, стратегии развития ТЭК и задачи оптимизации в условиях энергетического перехода

В развитии методологии прогнозирования ТЭБ большую роль сыграли научные разработки бывших отечественных и зарубежных ученых А.Г. Аганбегяна, И.В. Бестужева-Лады, Л. Клейна, В. Гольдберга. В работах данных ученых рассматриваются значение, функции и сущность прогнозирования, его роль и место в системе планирования, исследуются вопросы методологии и организации прогнозирования, показываются особенности научного прогнозирования ТЭБ.

Развитие исследований, по проблемам прогнозирования, происходит по следующим основным направлениям: углубление теоретических и прикладных разработок нескольких групп методик, отвечающих требованиям разных объектов и разных видов работ по прогнозированию: разработка и реализация на практике специальных способов и процедур использования различных методических приемов в ходе конкретного прогнозного исследования; поиск путей и способов алгоритмизации методик прогнозирования и реализация их с помощью компьютерных технологий.

Также в современной науке обозначено множество возможных объектов прогнозирования, каждый из которых требует подбора оптимального комплекса методов прогнозирования. С этим связано и большое многообразие методов прогнозирования, при этом в настоящее время не существует универсального метода, подходящего для всех возможных объектов прогнозирования.

Для более глубокого проникновения в сущность вопроса введем определения понятий метода, методики, методологии.

*Метод (гр. *methodos*): 1) способ познания, исследования явлений природы и общественной жизни; 2) прием или система приемов в какой-либо деятельности.*

Но в экономической науке и практике **метод - это:** 1) система правил и приемов подхода к изучению явлений и закономерностей природы, общества и мышления; 2) путь, способ достижения определенных результатов в познании и практике; 3) прием теоретического исследования или практического осуществления чего-нибудь, исходящий из знания

закономерностей развития объективной действительности и исследуемого предмета, явления, процесса.

Методика - это: 1) совокупность методов, приемов практического выполнения чего-либо; 2) учение о методах преподавания той или иной науки. Методика прогнозирования – это определенное сочетание приемов (способов) выполнения прогностических операций, получение и обработка информации о будущем на основе однородных методов разработки прогноза.

Методология - это: 1) учение о методе; 2) основные принципы или совокупность приемов исследования, применяемых в какой-либо науке.

Методология прогнозирования – это учение о методе, основные принципы или совокупность приемов исследования, применяемых для составления того или иного вида прогноза для какого-либо объекта исследования. Тогда выбранное конкретное сочетание приемов и методов прогнозирования можно считать методикой разработки прогноза [172].

Прогнозирование имеет большое значение в теоретическом и методологическом аспектах в силу выполнения функции катализатора проведения многочисленных исследований, совершенствования их методологии. Единого, универсального метода прогнозирования не существует. В связи с огромным разнообразием прогнозируемых ситуаций имеется и большое разнообразие методов прогнозирования. В трудах известного ученого Эриха Янча их насчитывается более сотни [72].

В теории и практике прогнозирования по оценкам отечественных и зарубежных ученых в настоящее время в качестве основных используются лишь 15-20 методов, которые представлены на рисунке 1.2.

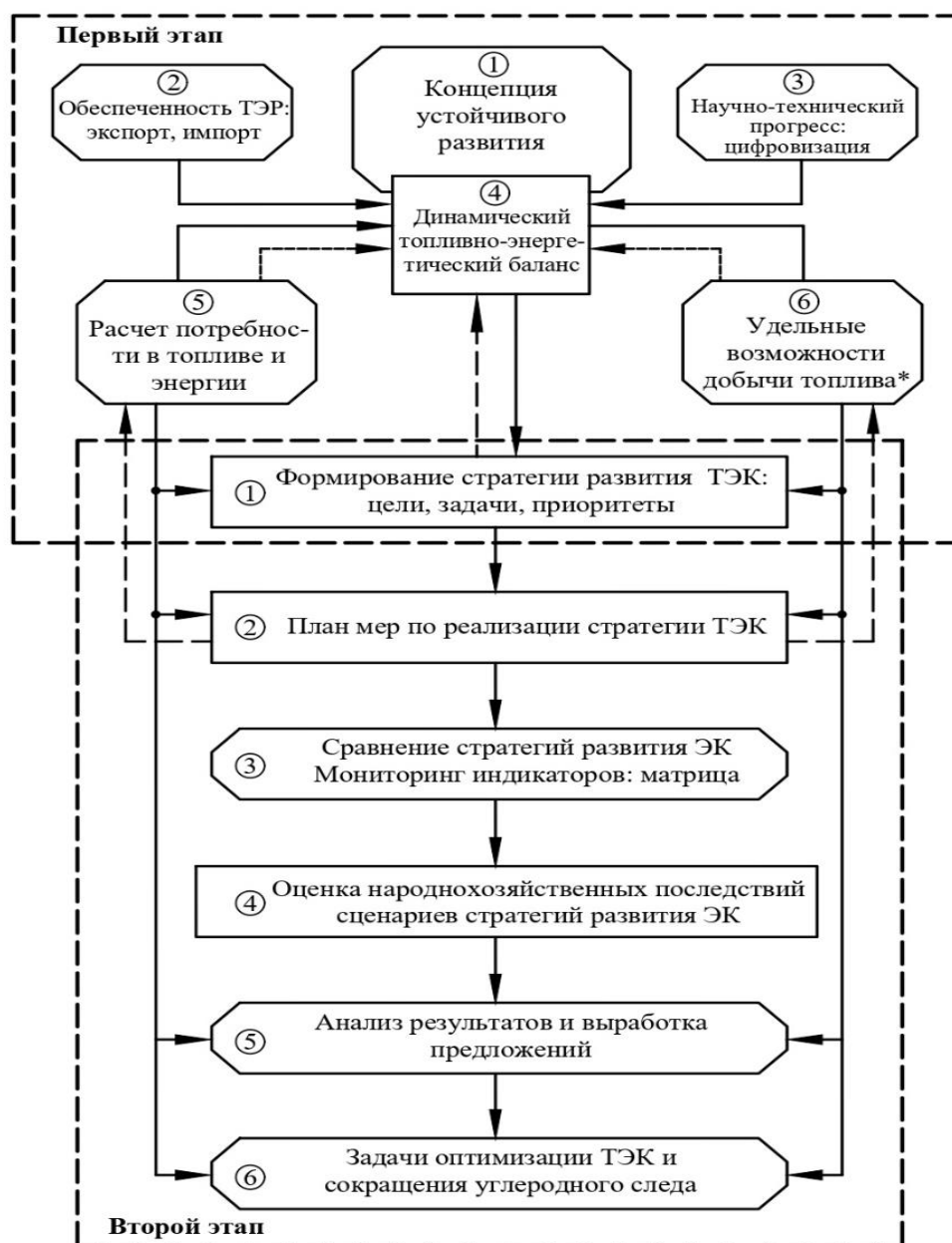


Рис. 1.2. Классификация методов прогнозирования и планирования (Составлено автором)

Многие из этих методов, с нашей точки зрения, относятся скорее к отдельным приемам и процедурам, учитывающим нюансы объекта прогнозирования. Другие представляют собой набор отдельных приемов, отличающихся от базовых или друг от друга количеством частных приемов и последовательностью их применения.

Различные источники выделяют несколько возможных классификаций методов прогнозирования, совокупность которых может

быть представлена двумя группами методов в зависимости от степени их однородности:

- простые и комплексные методы. Группа простых методов объединяет однородные по содержанию и используемому инструментарию методы прогнозирования, например, метод факторного анализа;

Комплексные методы отражают совокупности, комбинации методов, . Модель разработки стратегии развития ТЭК на долгосрочный период представлена на рис. 1.2 согласно которой на первом этапе необходимо учитывать:

На первом этапе учитываются стратегические документы развития :

1. Концепция устойчивого развития страны и регионов на долгосрочную перспективу;
2. Обеспеченность территории страны топливно-энергетическими ресурсами;
3. Основные направления научно-технического прогресса в реальном секторе экономики и ТЭК,
4. На основе анализа состояния ТЭБ формируются требования к динамической структуре его;
5. Для этого проводится прогноз спроса или потребности страны в ТЭР в отраслевом и территориальном разрезе
6. Рассматриваются возможности добычи топлива и использования ВИЭ для обеспечения потребности и экспорта при их избытке и импорте при недостатке. (рис.2)

На втором этапе на перспективу на основе результатов первого этапа разрабатывается:

1. Стратегия развития энергетики при этом определяется главная цель, приоритеты и задачи .на основе требований устойчивого развития в условиях глобального потепления климата
2. Меры по реализации поставленных задач по отраслям ТЭК и обеспечения энергетической безопасности и выводу из энергетического кризиса и чрезвычайной ситуации

3. Национальная энергетическая программа на перспективу 5 -10 лет и конкретный План мероприятий по ее реализации , выводятся важнейшие индикаторы по годам и четко отслеживается их выполнение Минэнерго КР и энергетическими предприятиями и компаниями.

4. Проводится оценка энергоэффективности развития по отраслям и регионам, для отслеживания создается Координационный совет из представителей заинтересованных министерств и ведомств , органов местного самоуправления .

5. Анализ результатов и принимаются решения по срокам сооружения больших и малых ГЭС, СЭС, ВЭС и ТЭС и дается оценка необходимых инвестиций и решаются пути их обеспечения с принятием экономических механизмов.

6.. Ставятся задачи оптимизации энергобаланса и интеграции ВИЭ в электрические сети по выбранному сценарию стратегии развития ТЭК

Таким образом, используя программно-целевой подход по сценарию с достижением всех индикаторов корректируется ТЭБ страны, определяется рациональная его структура в направлении увеличения доли ВИЭ, сокращения потерь и экономии ТЭР путем ежегодным снижением отслеживания энергоемкости ВВП и углеродоемкости ВВП

Методы прогнозирования дополняются и совершенствуются на постоянной основе. Выбор метода прогнозирования зависит от периода, на который необходимо составить прогноз, возможности получить соответствующие исходные данные, требований к точности прогноза, объема информации. По существу, все указанные методы прогнозирования можно сгруппировать по четырем направлениям: экспертная оценка, моделирование, нормативные методы, экстраполяция [128].

Так, на сегодняшний день наиболее распространенными и широко применяемыми в экономике являются методы экспертных оценок.

«Экспертное оценивание - это формализованная качественная или количественная оценка экспертами характеристик объектов применения метода экспертных оценок с возможным последующим сравнением исследуемых объектов по соответствующим характеристикам».

Экспертные методы предполагают, что подходы, используемые для формирования прогноза, не изложены в явной форме и неотделимы от лица, делающего прогноз, при разработке которого доминируют его интуиция, прежний опыт, творчество и воображение.

Экспертные методы прогнозирования используются в случаях:

а) при невозможности учета влияния многих факторов из-за значительной сложности объекта прогнозирования;

б) при наличии высокой степени неопределенности информации, имеющейся в прогностической базе или вовсе при отсутствии информации об объекте прогнозирования.

Экспертные методы базируются на информации, которую поставляют специалисты-эксперты в процессе систематизированных процедур выявления и обобщения мнения. По этой причине эти методы требуют от эксперта глубоких теоретических знаний и практических навыков в сборе и обобщении всей доступной информации об объекте прогноза. Интуиция (неструктурированные знания) помогает эксперту выявить тенденции развития объекта прогнозирования в условиях отсутствия информационной базы о нем. Так например при прогнозировании спроса на новые товары и услуги, эффективность внедрения новшества, сроки окончания периода

реформирования экономики, мировые цены на энергоносители, металлы (цветные, драгоценные), курсы валют.

Во всех перечисленных выше случаях используются оценки экспертов, которые разделяются на индивидуальные и коллективные.

В состав индивидуальных экспертных оценок входят следующие методы: метод опроса в форме интервью и аналитическая группа методов. К частным методам, которыми пользуются эксперты в данном случае, относятся: ассоциативные приемы, приемы аналогий.

Методы коллективных экспертных оценок включают в себя: комиссии (круглого стола); коллективную генерацию идей (различные виды «мозгового штурма»); метод «Дельфи»; метод функционально-стоимостного анализа.

Эта группа методов основана на том, что при коллективном мышлении:

во-первых, выше точность результата; во-вторых, при обработке полученных результатов могут возникнуть продуктивные идеи, к числу которых необходимо относить неординарные, фантастические, абстрактные и сказочные идеи [125].

Методы экстраполяции представляют самую распространенную группу методов прогнозирования и являются наиболее разработанными наряду с другими методами всей представленной классификации. Они сравнительно просты, наглядны и легки в реализации с использованием электронных вычислительных машин. В основе методов экстраполяции, как группы математических методов прогнозирования, лежит анализ динамических рядов, обоснование выбора математической модели анализируемого объекта, путей поиска ее параметров. При этом основная задача прогнозирования заключается в решении уравнений, характеризующих данную модель для определенного временного промежутка [40].

Для разработки прогнозов с использованием методов экстраполяции используются статистически складывающиеся тенденции изменения тех или иных количественных параметров исследуемого объекта. При помощи данных методов экстраполируются количественные параметры крупных систем, оцениваемые функциональные, системные и структурные параметры, количественные параметры экономического, научного, производственного потенциала, информация о результатах научно-технического прогресса, данные о соотношении отдельных подсистем, составных элементов системы и др.

Широко используемой методикой описания тех или иных процессов и явлений является моделирование. Данный метод прогнозирования является

достаточно эффективным инструментом для составления прогнозов использования технических средств и решений в будущем. Первоначально с целью прогнозирования операционные модели были использованы в сфере экономики. Конструирование модели осуществляется субъектом исследования таким образом, что отдельные операции отражают параметры объекта, взаимосвязи, его структурные и функциональные характеристики, наиболее важные для целей исследования. Именно поэтому адекватным остается вопрос о качестве соответствия модели объекта заранее определенной цели.

Процесс конструирования модели объекта с использованием средств для предварительного теоретического и практического анализов и выявления его существенных параметров, соотнесение полученных результатов с данными объекта, осуществление корректировки данной модели и представляет собой содержание метода моделирования.

В группу методов моделирования включаются прогнозы, основанные на изучении логических моделей исследуемого явления и анализе преемственности развития науки и техники с последующим формированием сценариев будущего. Данный подход использует определенного рода последовательность построения моделей с целью формирования комплексного прогноза.

Система моделей прогнозирования разрабатывается в три этапа. На начальном этапе разрабатываются локальные методики прогнозирования путем проработки отдельных моделей и подсистем моделей прогнозирования. Разрабатываемые модели должны быть взаимосвязаны между собой в общую систему прогнозирования, основанную на взаимодействии отдельно взятых моделей согласно установленным требованиям. Данные требования в свою очередь должны быть закреплены в программе проведения исследования по рассматриваемой проблеме.

Второй этап разработки методики прогнозирования предполагает создание системы взаимодействующих моделей прогнозирования, уточнение и согласование подсистем моделей, проверку их взаимодействия, определение последовательности применения входящих в систему моделей, а также способов проведения оценки и проверки полученных в итоге комплексных прогнозов. На данном этапе должны быть разработаны соответствующие программы решения указанных задач с использованием электронных вычислительных машин.

На заключительном этапе разработки системы моделей прогнозирования происходит уточнение и совершенствование отдельных

систем и методик путем их практического использования с целью осуществления прогнозирования научно-технического прогресса в комплексе.

В процессе разработки подробных программ исследований на первом и втором этапе требуется определить задачи методики, спектр проблем и группу показателей, используемых для прогнозирования, с учетом сроков осуществления прогнозов. При расширении периода прогнозирования происходит укрупнение показателей, уменьшение количества имеющейся в свободном доступе информации различного рода. Данному процессу соответствует применение укрупненных моделей и соответственно рассмотрение более крупных проблем развития народного хозяйства. Это требует определения показателей, связанных с устойчивыми функциональными связями, как между собой, так и с показателями прогнозов на более короткий период времени, а также оказывающих существенное влияние на динамику показателей для рассматриваемого периода в целом и его составных частей в отдельности.

Группа нормативных методов рассматривается как группа методов планирования, основанных на применении для обоснования плановых, программных и прогнозных документов норм и нормативов, отражающих общественные требования к затратам и результатам деятельности, их распределению и использованию.

Нормативы активно применяются в целевом управлении, при установлении четких и конкретных целей, оценивании их достижимости и эффективности, при изучении уровня участников и состояния объекта управления [89]. *Главная задача нормативных методов – ориентация трудовых коллективов на выполнение плановых заданий при наименьших затратах трудовых, материальных и финансовых ресурсов.*

Формирование и применение единой действующей системы норм и нормативов способствует функционированию единого процесса общественного воспроизводства, всех его сторон и элементов, и зависит от единства методов разработки и утверждения применяемых норм и нормативов. Ее основные принципы: общность методологического подхода к формированию норм и нормативов независимо от уровней управления и горизонтов планирования; прогрессивность норм и нормативов; систематическое их обновление в соответствии с изменениями в процессе производства и непроизводственной сферы на базе научно-технического прогресса и других факторов; сопоставимость норм и нормативов, формируемых на различных уровнях управления.

Использование норм и нормативов - одна из важнейших методик планирования и управления, которая позволяет создать плановую нормативную базу, используемую для формирования плановых показателей, проведения всех необходимых расчетов с помощью нормативных показателей и анализа их выполнения.

Система норм и нормативов включает в себя:

- нормативы оценки эффективности общественного производства;
- нормы и нормативы трудовых затрат и заработной платы;
- нормы и нормативы потребления электроэнергии и топлива;
- нормы и нормативы использования производственных мощностей;
- нормативы капитальных вложений и капитального строительства;
- нормы и нормативы использования оборудования и механизмов, изучения потребности в нем;
- нормы и нормативы на финансовую деятельность, денежные затраты на производство;
- социально-экономические нормы и нормативы;
- нормы и нормативы на охрану окружающей среды.

Кроме того, в каждой отрасли разрабатываются специфические для нее нормы и нормативы, отражающие особенности техники, технологии, организации производства и другие факторы. Область применения нормативных методов в управлении очень широка.

Нормативный метод учета затрат является наиболее прогрессивным методом производственного учета и определения себестоимости продукции. *Нормативным методом определяется потребность министерств, объединений и предприятий в материальных ресурсах, в средствах на оплату труда.*

Формирование планов на основе прогрессивных нормативов, базирующихся на инженерных и экономических расчетах, обеспечивает их реальность, напряженность и позволяет избежать планирования по достигнутому уровню, исходя из сложившейся динамики показателей.

В то же время сравнение достигнутых предприятиями показателей с нормативами позволяет оценить степень их соответствия объективным возможностям, выявить неиспользованные резервы роста и совершенствования производства.

Современное развитие методологического аппарата в области управления долгосрочным развитием энергетического комплекса включает

широкий набор практик прогнозирования, стратегирования и более комплексных методик, активно используемых сегодня в мировой практике.

Одной из особенностей современной науки является переход к изучению сложно и сверх-сложно организованных объектов. Подобные объекты изучались и раньше, но путем значительного упрощения их устройства. Чтобы изучать объекты во всей сложности их организации, потребовались не только новые научные идеи, но и новый понятийный аппарат, новая методология исследования. *Глубокое осмысление понятий системы и структуры привело к тому, что традиционные общенаучные методы дополнились системно-структурным анализом.*

В целом системно-организационная методология помогает объединить естественно-научные, социокультурные и гуманитарные знания в единое целое [167].

Более сложной со временем становится и сама организация исследований. Причиной этому является и междисциплинарная направленность исследований, и необходимость учета критериев устойчивого развития, и смещение общих стратегических приоритетов развития в сторону социально-гражданского аспекта, что влечет необходимость расширения групп участников процесса и пр.

Усложнение объектов и субъектов исследований помогает ставить и решать новые теоретические и методологические задачи. Сегодня мы также приходим к пониманию необходимости учета субъектного характера среды исследования практически для всех областей знания и вместе с этим к невозможности формализовано учесть все взаимосвязи и особенности этой среды.

Приведенные факторы обуславливают необходимость развития структурных исследований в энергетике, которые в общем случае оперируют к следующим основным постулатам [46]:

- комплексный анализ трендов, противоречий и развилки;
- подход к энергетике как к системе систем;
- подход к анализу инфраструктуры;
- энергетизм и фрактальная логика прогнозирования.

При этом осуществляется переход от строго формализованных к качественным и/или комплексным методам.

Современное развитие методик построения и анализа долгосрочного развития мирового энергетического комплекса идет не по пути развития нового, альтернативного аппарата, а, как правило, представляет собой

дополнение к более традиционным методикам (прогнозирование, стратегирование) и опирается на их результаты.

В этом ключе рассмотрим особенности развития и современного методологического аппарата прогнозирования и форсайт-исследований, которые отражают не только прогнозы развития той или иной области, но и содержат стратегические аспекты реализации и достижения желаемых перспектив в средне- и долгосрочной перспективах, а также способы организации взаимодействия заинтересованных сторон и план внедрения разработок в сложившиеся на данном этапе структуры [34].

Полноценный прогноз объединяет три направления деятельности:

- перспективный анализ (Prospective analysis) включает долгосрочные исследования будущего (прогнозирование с акцентом на альтернативные варианты будущего, а не инвариантный прогноз);
- планирование деятельности (Planning activities) – стратегический анализ, определение приоритетов, долгосрочное планирование;
- организация эффективного взаимодействия и построение сетей (Participatory methods and networking) с целью использовать больше источников информации, чтобы обеспечить участие заинтересованных лиц в процессе планирования и осуществления ориентированных на будущее действий.

Каждая из трех представленных сфер имеет свой собственный спектр методов. Многие из них являются специализированными и редко используемыми, некоторые из них хорошо известны. Методический спектр форсайт-исследований состоит как из существующих методик прогнозирования, так и из уникальных оригинальных методик, используемых только в рамках его практики, включая также широкий спектр методов работы с экспертами и организацию комплексных исследований.

Традиции и инструменты перспективного анализа и исследований будущего в рамках данной концепции характеризуются следующими особенностями и отличительными чертами:

- форсайт, как правило, имеет дело с будущим с горизонтом планирования 10 и более лет;
- форсайт часто ассоциируется с альтернативным будущим и работает с несколькими сценариями;
- форсайт имеет дело с процессами планирования и разработкой политики, где вводятся подобные долгосрочные перспективы;
- форсайт предполагает довольно широкое применение подходов взаимодействия и построения экспертных сетей.

В рамках современных методологических подходов используется понятие системного форсайта, где выделяют 7 базовых стадий (фаз) реализации форсайт-проекта [197].

Первые шесть из них образуют замкнутый цикл (форсайт всегда является систематическим процессом с анализом эффективности разработок и мониторингом новых возможностей), а седьмая является общей для всех этапов проведения исследования и отражает постоянное взаимодействие между разработчиками и целевыми группами исследования.

I фаза – изучение. Сканирование, изучение материалов, определение ключевых трендов, создание общего понимания и оценка решаемых вопросов.

II фаза – представление. Составление ряда альтернативных сценариев на основании материала фазы I.

III фаза – интеграция. Анализ альтернативных моделей будущего и приоритезирование их через интенсивные переговоры между стейкхолдерами и другими участниками системы, чтобы создать согласованную и наиболее желательную модель будущего.

IV фаза – интерпретация. Перевод перспектив достижения желаемого видения будущего в программу скоординированных действий для кратко-, средне- и долгосрочной перспективы, разработка дорожных карт.

V фаза – внедрение. Создание стратегии по информированию ключевых агентов для осуществления немедленных изменений, чтобы обеспечить структурные и поведенческие преобразования.

VI фаза – воздействие. Оценка результатов и последствий форсайта, обеспечивает данные для следующего раунда на основе использования данного опыта.

VII фаза – взаимодействие. Общая для всего исследования. Форсайт по определению предполагает активное включение экспертов и учет пожеланий целевых групп исследования на каждом этапе.

Схема с разбиением на фазы (Приложение 3) содержит также информацию о наиболее часто употребляемых методах для каждой из них. В рамках проведения форсайт-исследования возможен широкий спектр различных комбинаций данных методов.

Таким образом, форсайт представляет собой значительно более комплексный подход к изучению будущего, чем традиционное прогнозирование. Используя практически все основные методы прогнозирования, форсайт содержит также стратегические аспекты реализации наиболее подходящих сценариев и достижения поставленных целей.

В форсайт-исследованиях производится оценка перспектив инновационного развития, очерчиваются возможные технологические горизонты, которые могут быть достигнуты при вложении определенных средств и соответствующей организации систематической работы, а также оцениваются вероятные эффекты для экономики и общества, определяются пути достижения поставленных целей в рамках интересующего временного горизонта.

Современные форсайт-исследования реализуются в рамках широкого спектра уровней (наднациональный, национальный, региональный, корпоративный) и всех существующих областей человеческой деятельности, рассматривая при этом различные временные горизонты (от краткосрочных периодов до столетий, включая также практики футурологических исследований).

Универсальность используемых методик, а также присутствие в методологии форсайта уникальных методов и практик наравне с синтезированными и синергетическими подходами, образованными на стыке различных областей, позволяет говорить о форсайте как о новом витке в области научного познания, комплексно отражающем современные практики стратегирования и прогнозирования, а также социально-этические аспекты и тенденции развития общества.

Для топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики сегодня крайне важно осознание необходимости полного перехода к структурным исследованиям, позволяющим максимально отразить все аспекты развития отрасли и связанных с этим областей, что означает необходимость не только внедрения практик форсайт-исследований и освоения организационных вопросов их проведения для различных уровней (страна, компании, регионы, отрасли), но и необходимость формирования действительно эффективного взаимодействия в рамках рабочих площадок, создания и поддержки сетей экспертов национального и международного уровня.

Многие из обозначенных барьеров на сегодняшний день определенно являются лишь временным вопросом адаптации новых форматов для страновых практик построения комплексных долгосрочных программ развития на примере Энергетической стратегии России.

1.3.1 Методология и особенности прогноза баланса электроэнергии на перспективу

Характерной чертой структурных сдвигов в экономике Кыргызской Республики являются высокие темпы роста потребления электроэнергии,

опережающие темпы развития промышленного производства в целом. Причина в том, что наибольший удельный вес в структуре потребления занимает жилищно-коммунальное хозяйство, включая население – 68% по итогам 2020 года, промышленность занимает всего 11%, 18% приходится на потери.

При прогнозировании баланса электрической энергии на перспективу нами применен расчетный метод. Использование этого метода обусловливается необходимостью планирования взаимоувязанного развития отдельных отраслей экономики и ЖКХ с выявлением основных показателей роста производства продукции, развития генерирующих мощностей, сетей обслуживания¹. Для составления расходной части баланса важным является обоснованное определение удельных норм потребления электроэнергии всех категорий потребителей с учетом их возможного изменения за счет появления и развития новых технологий (например, широкое использование электротранспорта), совершенствования технологического процесса, появления новых производств и отраслей (например, майнинг), роста численности населения и повышение уровня комфорта (например, широкое использования посудомоечных машин) и т.д.

С учетом необходимости выполнения климатических целей Кыргызской Республики по сокращению выбросов парниковых газов, при прогнозировании расходной части баланса электроэнергии необходимо предусматривать сокращение удельного расхода электроэнергии на единицу продукции.

Следует отметить, что возможность рационализации потребления электроэнергии в **промышленности** показывает, как правило, меньшее влияние на формирование отраслевых норм электропотребления, чем изменение структуры производства в отрасли за счет развития новых более прогрессивных и более электроемких производств.

При планировании промышленного потребления электроэнергии на перспективу основой для расчета являются: прогноз производства промышленной продукции (по данным Министерства экономики КР и Всемирного Банка), отчетные удельные расходы электроэнергии на единицу продукции и расчетные данные по изменению структуры потребления электроэнергии с учетом появления новых предприятий.

Планирование перспективного электропотребления в **сельском хозяйстве** производится в основном для производственных нужд отрасли.

¹ Савенко Ю.Н., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) под общ.ред. А.М. Некрасова, М., «Энергия», 1971.

Здесь используется метод прямого счета. Исходными данными при этом являются плановые сведения о размере земельных угодий с выделением пахотных земель, данные о развитии поголовья скота и птицы, а также соответствующие удельные нормативы расхода электроэнергии. Учитывается также потребление электроэнергии предприятиями и производствами, относящимися к сельскому хозяйству. Повышение электровооруженности сельского хозяйства тесно связано с внедрением современных технологий обработки земельных угодий, посадки и сбора урожая, ухода за скотом и т.д.

Согласно методике составления баланса электроэнергии в трудах Ю.Н. Савенко, Е.О. Штейнгауза «расчет перспективной потребности в электроэнергии на **коммунально-бытовые нужды городского и сельского населения** производится по условным расчетным нормам и численности населения (с учетом экономических и географических особенностей районов, уровня благоустройства населенных пунктов, их величины, характера планировки и застройки). Перспективные удельные нормы расхода электроэнергии на коммунально-бытовые нужды устанавливаются, как правило, исходя из условий полной электрификации тех процессов, для которых электроэнергия является единственно приемлемым видом энергии по технологическим условиям или применение ее существенно облегчает условия труда и быта населения².

При определении расчетным методом потребности в электроэнергии на перспективу 10-12 лет и более по отдельным отраслям и экономике в целом приходится, однако, сталкиваться со все возрастающими трудностями, связанными с учетом появления новых производств, прогрессом в области техники, технологии и организации производства и с соответственным изменением экономики».

Следует отметить, что для так называемых классических областей применения электроэнергии (освещение, силовые процессы, электрохимия и т.п.) основным критерием, определяющим целесообразность ее использования, является ее качественная характеристика; экономические показатели генерирования, транспорта, распределения и использования электроэнергии относительно мало влияют на эффективность ее применения в этих областях по сравнению с другими возможными энергоносителями.

Значительно более сложными являются вопросы определения экономической эффективности внедрения электроэнергии в новые области ее применения.

²Савенко Ю.Н., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) под общ.ред. А.М. Некрасова, М., «Энергия», 1971.

С энергетической точки зрения преобразование электрической энергии, полученной за счет использования тепла, обратно в тепловую энергию всегда нецелесообразно.

Приходная часть электробаланса в перспективном развитии характеризует основные тенденции развития отдельных видов электростанций в долгосрочной перспективе.

Наиболее характерным для прогнозируемой структуры генерирования электроэнергии является увеличение удельного веса ВИЭ.

Прогнозы перспективного развития структуры генерирующих мощностей рассматривают различные варианты участия электростанций с использованием ВИЭ (Таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Прогноз перспективного развития генерирующих мощностей по оценке авторов

Вид электростанций	Установленная мощность				Среднегодовая выработка электроэнергии			
	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040
	1-й сценарий							
ТЭЦ								
ГЭС								
МГЭС								
ВЭС								
ФЭС								
	2-й сценарий							
ТЭЦ								
ГЭС								
МГЭС								
ВЭС								
ФЭС								

1.3.2 Методология и особенности прогноза баланса тепловой энергии на перспективу

Учитывая, что в структуре потребления ТЭР тепловая энергия занимает всего 6%, разработке балансов выработки и потребления тепла уделяется значительно меньше внимания, чем разработке балансов электроэнергии. Вместе с тем, здесь имеются как большие перспективы снижения нагрузки на электрические сети, так и энергосбережения и энергоэффективности. При этом

следует отметить в значительной мере большую сложность учета генерирования и потребления тепла даже в централизованных установках и полным отсутствием его учета в подавляющей массе децентрализованных установок.

Отсутствие и сложность учета непосредственно вырабатываемого тепла приводит к тому, что балансы тепла базируются в большей степени на более или менее приближенных расчетах, в основу которых кладутся отчетные данные по потреблению топлива и экспертно определяемые значения к.п.д. установок, генерирующих тепло.

Согласно методике составления баланса теплоэнергии в трудах Ю.Н. Савенко, Е.О. Штейнгауза: «распределение общей выработки тепла при разработке тепловых балансов формируется по целевому направлению ее использования у потребителей, которое, как правило, производится на основе экспертных оценок по аналогии с соответствующими проектными или теоретическими разработками.

В коммунально-бытовом секторе удельный вес централизованных источников теплоснабжения очень незначителен и основное теплоснабжение осуществляется за счет мелких домовых котельных, отопительных печей и водогрейных установок. Количество тепла, производимое и расходуемое в таких местных установках, в большей части не учитывается»³.

Несмотря в какой-то степени условность отчетно-расчетных тепловых балансов из-за сложности учета тепловой энергии, анализ тенденций их изменения позволяет охарактеризовать основные проблемы в данной сфере:

- рационализация использования тепла, ликвидация излишних экономически неоправданных его расходов;
- определение рациональных уровней дальнейшей централизации теплоснабжения в зависимости от характера теплового потребления (плотности тепловой нагрузки на 1 га обслуживаемой территории) в полной взаимоувязке с общей схемой электроснабжения данного района;
- выбор технически и экономически оправданных установок по генерированию тепла при централизованном и децентрализованном теплоснабжении, организация рациональной эксплуатации этих установок.

Основными потребителями тепловой энергии являются промышленность и жилищно-коммунальное хозяйство. Рационализация их теплопотребления и теплоснабжения является одним из важнейших участков работы по обеспечению экономии топливно-энергетических ресурсов.

³Савенко Ю.Н., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) под общ.ред. А.М. Некрасова, М., «Энергия», 1971.

Многочисленность областей применения тепла, большая децентрализованность его потребления, различная ведомственная подчиненность производителей и потребителей тепла и отсутствие перспективных планов по координации технической и экономической политики в области теплоснабжения предопределяют сложность проведения работ по рационализации балансов тепла.

Централизация теплоснабжения. При анализе показателей структуры теплогенерирующих установок в промышленности следует иметь в виду, что группа котельных включает в себя не только современные, технически совершенные установки, но и целый ряд устарелых, насчитывающих подчас 30-40 и более лет эксплуатации. Включение этих небольших по своей производительности котельных в группу централизованных источников теплоснабжения является в известной мере условным. Из общего числа промышленных котельных только небольшая доля приходится на наиболее экономичные крупные районные установки, кооперированно обслуживающие ряд промышленных предприятий.

При решении вопросов о дальнейших направлениях развития и рационализации теплоснабжения промышленности эффективность и целесообразность его централизации не вызывает в настоящее время никаких сомнений.

При выборе схемы теплоснабжения основными, подлежащими решению задачами являются: определение вида наиболее рациональных теплогенерирующих установок (котельные или ТЭЦ); вид топлива; выявление целесообразности дальнейшего углубления централизации.

В населенных центрах сельскохозяйственных районов уровень централизации теплоснабжения, как правило, не достигает и 1%.

Основными причинами незначительного уровня централизации теплоснабжения коммунально-бытового хозяйства, как известно, являются: низкая плотность теплового потребления при одно- и двухэтажной застройке в городах и сельских населенных пунктах (0,01-0,1 Гкал.ч на 1 га селитебной территории) и часто имеющие место растянутые сроки освоения новых жилых районов. Первое положение приводит к резкому возрастанию стоимости тепловых сетей, второе - к необходимости значительного авансирования капиталовложений при организации централизованного теплоснабжения.

Удельные капиталовложения в сооружение тепловых сетей при сельской одноэтажной застройке превышают в 6-7 раз соответствующие удельные капиталовложения при многоэтажной застройке» [24].

По Ю.Н. Савенко, Е.О. Штейнгаузу: «... районы с малой плотностью потребления тепла характеризуются, как правило, незначительными

абсолютными размерами его потребления (не выше 1—2 Гкал. ч и в редких случаях до 3-5 Гкал.ч). Это положение предопределяет, в свою очередь, невозможность реализации сколько-нибудь значительного экономического эффекта от централизации генерирования тепла как в отношении капиталовложений в теплогенерирующие установки, так и снижения удельных расходов в отношении топлива на единицу вырабатываемого тепла.

При учете же перерасхода тепла у потребителя при централизованном теплоснабжении с учетом потерь тепла в разводящих тепловых сетях, которые при малой плотности теплового потребления доходят до 8-10% и более, суммарный расход топлива при централизации теплоснабжения в таких районах практически почти всегда превосходит потребность индивидуальных установок» [24].

Ряд архитекторов и градостроителей считают целесообразным переходить к более компактной, многоэтажной застройке даже в сельских районах и в городах с малой численностью населения. В течение по крайней мере ближайших 10-12 лет необходимо считаться с экономической неоправданностью охвата централизованным теплоснабжением подавляющей части теплового потребления в сельских районах и весьма большой части теплопотребления в коммунально-бытовом хозяйстве городов.

Децентрализованное теплоснабжение является технически и экономически наиболее отсталым участком всего топливно-энергетического хозяйства. Использование топлива в установках и приборах децентрализованного теплоснабжения редко происходит с к.п.д. выше 50% вследствие использования в них непригодного для сжигания в таких установках топлива и некачественного их обслуживания.

Важнейшими условиями рационализации децентрализованного теплоснабжения являются поэтому обеспечение этого сектора наиболее качественными и экологически чистыми видами топлива (природный газ, там, где невозможно - угольные брикеты), и широкое распространение тепловых насосов. Однако, широкое внедрение тепловых насосов будет сопровождаться увеличением расхода электроэнергии на цели отопления, но это в настоящее время в условиях маловодности и дефицита генерирующих мощностей оправдано.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА КР (ЗАПАСЫ, ПРОИЗВОДСТВО, ПОТРЕБЛЕНИЕ, ЭКСПОРТ И ИМПОРТ

2.1.Топливо-энергетический баланс: оценка приходной и расходной частей топливно-энергетических ресурсов и их сбалансированность

Топливо-энергетические балансы в СССР и бывших союзных республиках как формы отчетности, формировались Госкомстатом до 1990 года с периодичностью один раз в пять лет с полным охватом всех видов энергетических ресурсов.

После 1990 года разработка такого рода балансов прекратилась. В промежутке между отчетными периодами создавались энергетические балансы на расчетной основе, отличающиеся от отчетных форм учетом энергетических ресурсов не в полном объеме, а также совместным использованием данных, полученных из отчетов и экспертным путем [43]. Данная методика разработки энергетических балансов расчетным путем используется и до сегодняшнего момента.

На основе данной методики Министерство энергетики Российской Федерации и союзных республик формировали прогнозы топливного баланса в период разработки бюджета страны. Важно подчеркнуть, что используемая методика не является аналогичной методике составления энергетических балансов, применяемой в мировой практике и европейской энергетической статистике [108]. Особый интерес представляют результаты исследования Института народнохозяйственного прогнозирования РАН, которые совпадают с методикой разработки топливно-энергетического баланса в Кыргызской Республике.

ТЭБ Кыргызской Республики формируется на ежегодной основе Национальным статистическим комитетом Кыргызской Республики согласно Методике расчета ТЭБ, утвержденной 30 декабря 2014 г. Постановлением Национального статистического комитета Кыргызской Республики № 26. **Анализ топливно-энергетического баланса проведен нами по следующим направлениям:** запасы, первичные топливно-энергетические ресурсы и их освоение; продукты, полученные в результате переработки и преобразования первичных топливно-энергетических ресурсов; энергопотребление в отраслях экономики и регионам; критериям и индикаторам «энергоемкость валового внутреннего продукта» и «энергоемкость отраслей экономики»; энергопотребление населения; и отдельных видов топливно-энергетических ресурсов; обеспеченность страны энергоресурсами (экспорт при избытке и

импорт при недостатке); экономические показатели отраслей энергетики: «бюджетные расходы» и «доходы от реализации продукции», прибыль(+), убытки (-)» [8].

Кыргызская Республика обладает достаточными запасами природных топливно-энергетических ресурсов, в том числе значительными запасами углей и около 30% гидроэнергетических ресурсов центрально-азиатского региона (ЦАР). Запасы ТЭР и возможности добычи и производства энергоносителей и их использование учитываются путем организации геолого-разведочных работ и оценки запасов месторождений угля, нефти и природного газа, оценки гидропотенциала водных ресурсов больших и малых рек, а также энергопотенциала солнца и ветра по территории страны (регионам).

Ресурсы угля. Государственным геологическим фондом (ГГФ) Кыргызской Республики на территории страны к настоящему времени выявлено «около 70 месторождений и углепроявлений. Балансовые запасы угля, разведанные по промышленным категориям (A+B+C1) - 1020,7 млн.т, по категории C2 - 311,1 млн.т. Общие запасы и прогнозные ресурсы Кыргызстана оцениваются в 5,7 млрд.т.» [28,31]

Они группируются по четырем бассейнам:

- Кавакский (Кок-Мойнок, Минкуш, Кара-Кече);
- Южно-Ферганский (Сулюкта, Кызыл-Кия, Бешбурхан, Абшир, Алмалык);
- Северо-Ферганский (Ташкумыр, Кара-Тут, Тегенек);
- Узгенский (Кок-Янгак, Кумбель, Зиндан);
- и трем угленосным районам: Алайский, Алабука-Чатыркульский и Южно-Иссык-кульский.

Добыча угля за 2010-2021 г.г. возросла в 4,6 раза и составила 2,677млн.т в 2020 г. Ежегодный объем роста добычи за последние 2 года составляет 2,5-2,9 млн.т. Уровень освоенности промышленных запасов ресурсов угля составляет 0,26 % [13].

Распределение угольных запасов в Кыргызской Республики по областям согласно ГГФ составляет:

- «Жалал-Абадская - по категории (A+B+C1) - 184,9 млн.т, по категории C2 - 48,8 млн.т»;
- «Ошская – по категории (A+B+C1)- 140 млн.т, по категории C2 - 26,1 млн.т»;
- «Баткенская - по категории (A+B+C1)- 264,4 млн.т, по категории C2 - 85,5 млн.т»;

Итого по южному региону - 749,7 млн.т.
- «Иссык-Кульская - по категории (A+B+C1) - 16,4 млн.т, по категории C2 - 5,6 млн.т»;
- «Нарынская - по категории (A+B+C1) - 399,0 млн.т, по категории C2 - 156,2 млн.т».
Итого по северному региону - 576,8 млн.т.

2.1.1 Распределение запасов угля в разрезе областей

Распределение запасов угля в разрезе областей представлено на рис. 2.1.

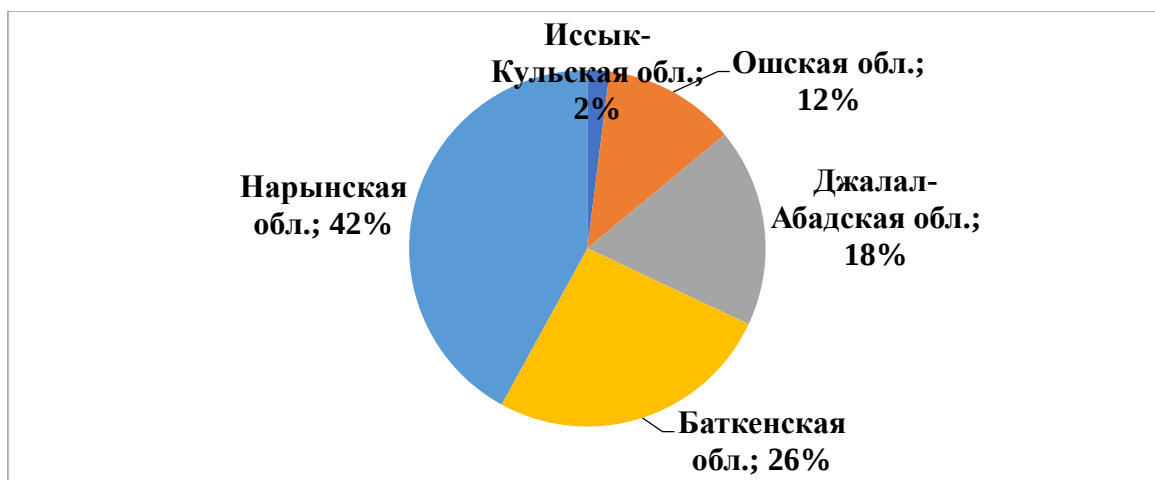


Рисунок 2.1 - Распределение запасов угля в разрезе областей

Как видно из вышеуказанной диаграммы большая часть запасов угля (42 %) сосредоточена в Нарынской области, в Баткенской области - 26 %, в Джалал-Абадской области - 18 %, в Иссык-Кульской области - 2 %.

В целом запасы угля распределены крайне неравномерно: большая часть сосредоточена в Южном наиболее освоенном регионе, с запасами более 75 %, где разрабатываются месторождения Узгенского каменноугольного, Южно-Ферганского бурогоугольного, Северо-Ферганского каменноугольного бассейнов, Северный регион характеризуется освоением Кавакского бурогоугольного бассейна (Нарынская область, Жумгалский район) и Жыргаланского месторождения каменного угля (Иссык-Кульская область).

По типам углей в структуре разведанных запасов республики преобладают бурые - более 55 %, на долю каменных углей приходится около - 40 %, коксующиеся - 5 %, сосредоточены, в основном, на глубоких горизонтах и требуют дополнительного геологического изучения и значительных капитальных затрат для освоения.

Экономико-географическое положение базовых разрабатываемых угольными предприятиями месторождений оценивается положительно.

На территории Южного региона, как отмечено выше, расположены основные запасы каменного, коксующего и бурого углей. Из них более половины находятся в Баткенской (256,8 млн.т) и Жалалабадской (184,9 млн.т) областях. Наиболее крупные месторождения - Сулюктинское и Узгенское. Весьма перспективны месторождения Беш-Бурхан (Кызыл-Кия) и Кызыл-Булак (Алай). В будущем основным центром добычи останется разработка и развитие вышеуказанных месторождений. Запасы промышленных категорий, как уже ранее сказано, составляют 582 млн.т угля. [57 62]

Для Южного региона в перспективе следует учитывать расширение масштабов по использованию угля в технологических процессах производства цемента, ферросплавов, гипсокартона на территории городов Кызыл-Кия, Узген, Таш-Кумыр, где в ближайшие годы намечено строительство заводов по производству этой продукции, что укрепит экономический потенциал Баткенской и Жалалабадской областей и создаст предпосылки для последующего ускоренного развития отдельных отраслей промышленности.57

Для Северного региона важное значение имеет развитие Жыргаланского каменноугольного месторождения для полного обеспечения углем потребностей Курментинского цементного завода, объектов жилищно-коммунального хозяйства, бюджетных организаций, а также населения Иссык-Кульской области.

Особая роль отводится освоению Кавакского буроугольного бассейна, в частности, разработке месторождения Кара-Кече (утвержденные запасы для открытой разработки оцениваются в 189,5 млн.т) с целью будущего функционирования Кара-Кечинской ТЭС для обеспечения электроэнергией Северного региона [57].

Кроме того, основным сопутствующим материалом в составе каракечинского угля является коалиновая глина, на базе которой можно организовать производство черепицы, пользующейся большим спросом в республике.

Следует отметить, что при увеличении объемов добычи угля на месторождении Кара-Кече, более 70 % будет составлять непригодный к потреблению в быту уголь мелкой фракции. В связи с этим, на базе данного месторождения можно организовать производство угольных брикетов, а учитывая особенности химического состава угля, получение жидкого топлива, метана, полуккокса, органических кислот, горюче-смазочных материалов [12].

В связи с промышленным в ближайший период освоением месторождения Кара-Кече, а также и всего Кавакского угольного бассейна в целом, в настоящее время рассматриваются в комплексе неразрывно связанные с ними такие проекты как:

- комплексная разработка и освоение Каракечинского месторождения;
- строительство тепловой станции;
- строительство железной дороги Балыкчи-Кара-Кече.

Идея комплексного освоения месторождения включает выработку электроэнергии с использованием кара-кечинских углей и ее продаж в страны ближнего и дальнего зарубежья с целью возврата вложенных инвестиций, развитие химической промышленности и промышленности строительных материалов.

Дальнейшая разработка этого месторождения с последующим освоением других месторождений Кавакского бассейна создаст потенциал электроэнергии на базе местных углей при одновременном развитии угледобычи. Реализация этого замысла позволит решить не только отраслевые проблемы, стоящие перед страной в части укрепления ее топливной и сырьевой баз, но и окажет влияние на формирование крупного промышленного комплекса в Нарынской области, улучшит условия жизни населения Жумгалского района и поселка Мин-Куш, решит демографические проблемы.

Таким образом, перспективное развитие Кара-Кечинского месторождения и создание единого комплекса позволяет решать не только ближайшие задачи - удовлетворение потребностей в угле Нарынской, Иссык-Кульской и Чуйской областей, освоение разнообразных природных ресурсов, но и имеет важное значение для реализации долговременной экономической политики при строительстве Кыргызско-Китайской железной дороги Жалалабад (Карасу) - Арпа - Торукарт [62].

В связи с этим, в настоящее время Министерством природных ресурсов, экологии и технического надзора КР ГП «Кыргыз Комур» выдана лицензия на право пользования недрами с целью разработки участка «Агулак» месторождения Минкуш.

2.1.2 Ресурсы нефти и газа

По оценке Государственного Геологического Фонда КР промышленные запасы по нефти составляют 88,506 млн.т, извлекаемые - 11,16 млн.т, природный газ – 5578,9 млн.м³ и сосредоточены на юге страны на семи месторождениях, пять из них расположены в Джалал-Абадской области и два –

в Баткенской. Уровень освоенности запасов крайне низкий (по нефти 0,07%, по газу 0,6%), что обусловлено отсутствием финансовых за 2010-2020 средств на эксплуатационное бурение. Добыча нефти по отчетным данным ОАО Кыргызнефтегаз» возросла в 2,9 раза и составила 240 тыс.т в 2020 г., добычагаза – осталась на уровне 22,4 млн.м³. В ближайшие годы сохранить существующие объемы добычи нефти и газа возможно только путем восстановительных работ и ежегодного введения в эксплуатацию 20-25 новых скважин. При выполнении объемов работ разведочного этапа ожидаемый прирост запасов газа составит 1,3 млрд. м³, нефти – 300 тыс. т.

2.1.3 Гидроэнергетические ресурсы

По оценкам Института водных проблем и гидроэнергетики Национальной академии наук КР на территории страны выявлен значительный гидроэнергетический потенциал рек порядка в 245,2 млрд.кВт.ч, из них технически возможный к освоению - 142,5 млрд.кВт.ч, а экономически приемлемый - 60 млрд.кВт.ч. Уровень освоенности валового потенциала составляет 6%, технического - 10%,экономического - 24%. Возможное снижение гидроэнергетического потенциала, связанное с ожидаемым изменением климата,при благоприятном сценарии составляет - до 51 млрд.кВт.ч, а для наиболее неблагоприятного - до 36 млрд.кВт.ч по данным, приведенным в Третьем национальном сообщении КР по рамочной Конвенции ООН по изменению климата от 9 мая 1992 года, одобренном постановлением Правительства КР от 13 октября 2016 года № 546.

Гидроэнергетический потенциал сосредоточен в бассейне рек: Нарын (36%), Ферганской долины (Чаткал и др. - 27%), Сарыджаз (10,7%), Чу (9%). Из них наиболее перспективными является бассейн р.Нарын с потенциальной мощностью 6970 МВт. Перспективен также бассейн р.Сары-Джаз с потенциальной мощностью 993 МВт. Потенциальные запасы гидроэнергетических ресурсов по бассейнам рек КР по оценке М.Н. Большакова [9] приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. - Потенциальные запасы гидроэнергетических ресурсов по бассейнам рек КР *.

Название	Длина, км	Мощность, тыс.кВт	Энергия, млн.кВт.ч
Бассейн озера Иссык-Куль	676,2	654,196	5728,65
Бассейн реки Чу	934,3	1186,22	10385,3
Бассейн реки Талас	645,0	564,04	4900,49

Название	Длина, км	Мощность, тыс.кВт	Энергия, млн.кВт.ч
Бассейн реки Нарын	2011,06	6956,146	56901,89
Бассейн рек Ферганской долины	2204,3	3854,42	33749,0
Бассейн реки Чаткал	238,2	760,82	6619,5
Бассейн реки Кызыл- Суу	171,6	341,66	2989,1
Бассейн реки Сары- Джаз	321,6	986,81	8635,3
Бассейн реки Ак-Сай и Чон-Узёнгу-Кууш	225,8	377,52	3304,5
Итого по республике	7260	14887	130315

*Большаков М.Н., Шпак В.Г. Водноэнергетические ресурсы Киргизской ССР, 1960 г.

Потенциальные запасы бассейна р.Нарын составляют 56901,89 млн.кВт.ч или 43,6%, от общих запасов. Наиболее освоены является нижнее течение бассейна реки Нарын, где действует Нижне-Нарынский каскад ГЭСс водохранилищами многолетнего (Токтогульское) и сезонного регулирования (Курпсайское, Ташкумырское, Шамалдысайское и Учкурганское). Производство электроэнергии зависит от природно-климатических условий и водности бассейна р.Нарын и ее притоков. При этом циклы маловодности и многоводности чередуются каждые 3-4 года. Соответственно производство электроэнергии колеблется в пределах 12-15 млрд.кВт.ч. Основные генерирующие мощности - Нижне-Нарынский каскад ГЭС и Камбаратинская ГЭС – 2 суммарной установленной мощностью 2980 МВт, расположенные на территории Джалал-Абадской области, Атбашинская ГЭС мощностью 40 МВт в Нарынской области входят в состав ОАО «Электрические станции» (ОАО «ЭС»). Зависимость выработки электроэнергии от климатических условий в зимний период приводит к дефициту электроэнергии и ее импорту из соседних стран [16,18].

2.1.4 Возобновляемые источники энергии

Для рационального использования высоких потенциалов солнечной энергии и энергии ветра необходима переоценка их по территории регионов страны современными передовыми методами, в том числе, используя результаты космических обследований. Потенциал геотермальных источников используется в основном для оздоровительных целей в санаторно-курортных зонах страны [14].

Суммарный валовый гидроэнергетический потенциал обследованных на территории республики **малых рек и водотоков** превышает 80 млрд.кВт.ч в год, из них технически приемлемы приемлимы к освоению составляет в среднем 6 млрд.кВт.ч в год: уровень их освоенности составляет - 0,000003% [9].

Установленная мощность малых ГЭС, расположенных в Чуйской и Ошской областях, составляет 45,2 МВт с выработкой электроэнергии до 250 млн.кВтч в год.

По данным Минэнерго КР, в настоящее время в эксплуатации находятся порядка 20 МГЭС в Чуйской и Ошской областях, совокупная мощность которых составляет 56,7 МВт с выработкой порядка 200 млн. кВтч в год (Табл. 2.2), то есть лишь малую часть существующего экономического потенциала. Кроме того, МГЭС, принадлежащие ОАО «Чакан ГЭС», были построены в начале 20 века и подвержены большому уровню износа.

ОАО «Чакан ГЭС» является самым крупным производителем электроэнергии среди малых ГЭС в Кыргызской Республике. И накопил огромный опыт в сфере эксплуатации малых ГЭС. Доля выработки ОАО «Чакан ГЭС» в общем энергетическом балансе страны составляет более 1%. При этом с момента образования компании годовая выработка выросла в 2 раза, доходы компании за этот период выросли в 10 раз. Основной проблемой в эксплуатации станций ОАО «Чакан ГЭС» является высокий уровень износа, на текущий момент составляющий более 80,8%.

Таблица 2.2 - Существующие малые ГЭС в КР

№	Наименование малой ГЭС	Установленная мощность, МВт	Полезная мощность, МВт	Среднегодовая выработка, млн.кВт.ч
	ОАО «Чакан ГЭС», в т.ч:	38,5		
1	Лебединовская ГЭС	7.6	5.6	34.4
2	Каскад Аламединских ГЭС	21.78	19.3	83.82
3	Малая Аламединская ГЭС	0.4	0.33	2.04
4	Быстровская ГЭС	8.7	8.5	41.08
5	Калининская ГЭС	1.4	1.4	6

6	Тегирментинские МГЭС	3	3	12
7	Сателлит-2005	0.2	0.2	1
8	Конур-Олонская	3.6	3.6	0
9	Кок-Сайская	3.4	3.4	0
10	Найман	0.6	0.6	3
11	СК АРК	1.4	1.4	10
12	ККСК	0.5	0.5	2
13	Джидалык	1	1	0
14	Марьям ГЭС	0,5	0,5	2,44
15	Ак-Буура Групп	0,23	0,23	1,4
16	Imprex Trade	2,4	2,4	11,9

Источник: Составлено по данным Минэнерго КР

Несмотря на то, что Республика обладает огромным потенциалом возобновляемой энергии, создание и внедрение ВИЭ остаётся менее рентабельным и значительно более капиталоемким по сравнению с традиционными. В силу этого до настоящего времени практическая потребность в использовании ВИЭ отсутствовала, потому что, в первую очередь стоимость энергии, вырабатываемой традиционными методами, в несколько раз ниже стоимости энергии, получаемой от использования ВИЭ [14,17].

Претворение в жизнь мероприятий по более интенсивному использованию практически неисчерпаемых гидроэнергетических ресурсов путём развития гидроэнергетики республики, в том числе и малой, на современной научно-технической базе внесёт большой вклад в дальнейшее развитие энергоснабжения, позволит в значительной степени снизить напряженность топливно-энергетического баланса за счёт снижения доли потребления органического топлива (природного газа, мазута и угля), так необходимого другим отраслям народного хозяйства.

Следующим этапом является восстановление существовавших ранее малых ГЭС [17].

К числу первоочередных рек, предполагаемых к освоению, относятся:

✓ Чон-Кемин, Шамси, Иссык-Ата, Аламедин, Ала-Арча, Сокулук, Ак-Суу, Кара-Балта *Чуйской области*;

✓ Уч-Кошой, Каракол, Талас, Урмарал, Куркуресуу *Таласской области*;

✓ Жергалан, Турген-Аксуу, Ак-Суу, Каракол, Арашан, Жеты-Огуз, Джууку, Ак-Сай, Актерек, Чон-Аксуу, Тюп, Сары-Джаз, Куйлю, Иныльчек, Акшийрак *Иссык-Кульской области*;

✓ Он-Арча, Кокджерты, Алабука, Ат-Баши, Кокомерен, Каракол, Суек, Жумгал, Мин-Куш, Джуанарык, Каракуджур, Кочкор, Суусамыр, Кекерим *Нарынской области*;

✓ Карадарья, Тар, Кара-Кульджа, Яссы, Сох, Акбура, Исфарамсай, Шахимардан, Ходжабакирган, Кызыл-Суу, Аравансай, Каракол, 20 Куршаб *Ошской области*;

✓ Афлатун, Падшаат, Кара-Суу (прав.), Кара-Суу (лев.), Тентексай, Кугарт, Майлуу-Суу, Чаткал, Чичкан, Узунахмат *Жалал-Абадской области*.

На этих реках можно восстановить 39 ранее функционировавших малых ГЭС общей мощностью 22 МВт и построить в новых створах порядка 100 новых малых ГЭС с суммарной мощностью около 200 МВт.

На существующих водохозяйственных объектах возможно сооружение семи ГЭС общей мощностью 74 МВт. К первоочередным относятся Орто-Токойская и Кара-Бууринская на реках Чу и Талас.

Гидроэнергетический потенциал малых рек Кыргызстана по всем областям дает возможность сооружения 92 новых малых ГЭС с суммарной мощностью около 178 МВт и среднегодовой выработкой до 1 млрд. кВт·ч электроэнергии. На сегодняшний день средняя стоимость 1 кВт мощности микроГЭС, включая строительные работы, составляет в среднем от 1000 до 1500 долларов. Стоимость оборудования 1 кВт мощности микроГЭС в среднем составляет 800 долларов. В связи с чем стоимость электроэнергии, выработанной на микроГЭС выше, чем на больших ГЭС и может достигать 0,1 доллар за 1 кВт·ч. [14, 17].

«В более поздних исследованиях, проведенных для Министерства энергетики КР Программой развития Организации Объединенных Наций (ПРООН) и Организацией индустриального развития ООН (ЮНИДО), было подсчитано, что можно разработать или восстановить от 87 до 92 новых участков МГЭС. По оценкам, общая установленная мощность этих потенциальных объектов составляет, около - 180 МВт, при этом, средние коэффициенты использования установленной мощности составляют 63 %, а потенциал выработки составляет около 1 млрд. кВтч в год»[20].

Приказом Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики от 5 апреля 2017 года №156 был утвержден Перечень перспективных створов для строительства МГЭС в Кыргызской Республике (130 створов). В него вошли 63 створа, на которых

были проведены исследования в рамках проекта ПРООН «Развитие малых ГЭС».

Сегодня ситуация в корне меняется и можно ожидать в недалёком будущем рост в потребности развития ВИЭ.

Несмотря на имеющийся потенциал ВИЭ, и, в частности, малой гидроэнергетики, на сегодняшний день потребление электроэнергии в Кыргызской Республике уже превысило объемы производства, что является серьезным препятствием для экономического развития.

Анализ позволил определить следующие проблемы и барьеры в использовании потенциала ВИЭ и широкого развития малых ГЭС (Рис. 2.2).

Одним из основных барьеров является социально ориентированная тарифная политика на электрическую энергию. Тариф для населения является субсидированным и не в достаточной мере покрывает издержки по выработке и доставке электроэнергии до потребителей. При этом данными субсидиями пользуются все слои общества вне зависимости от благосостояния абонента, т.к. законом об электроэнергетике запрещается ценовая форма дискриминации.

Несмотря на то, что наша республика обладает огромными водно-энергетическими ресурсами, ее зависимость от импорта энергоносителей (природный газ, нефтепродукты) составляет более 50% процентов от общего энергопотребления.

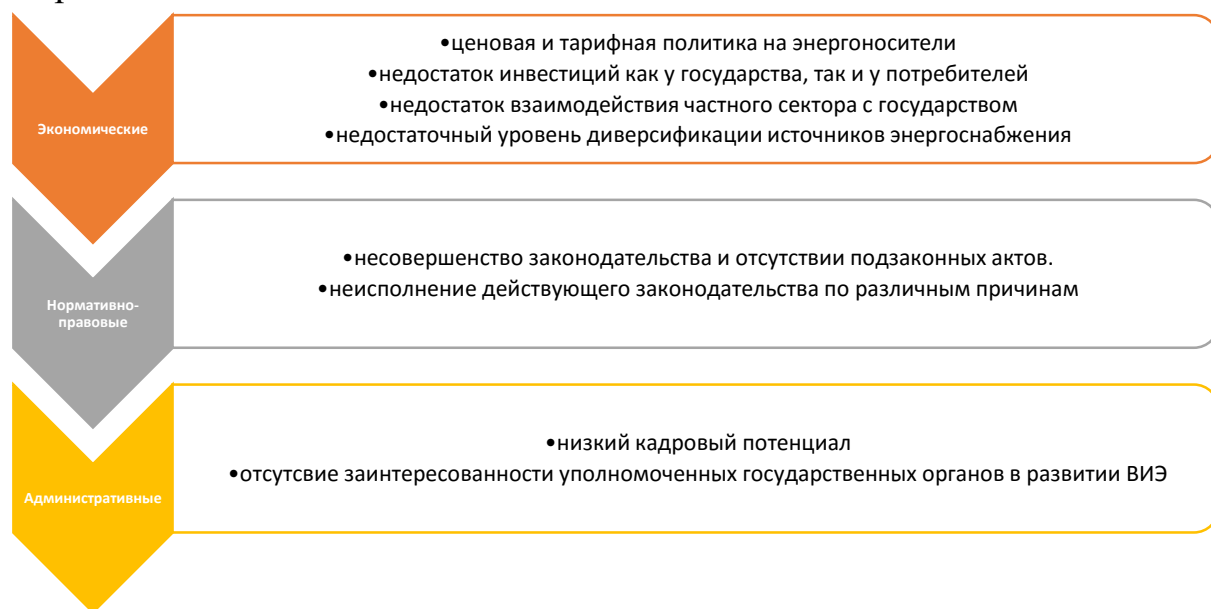


Рисунок 2.2 - Проблемы и барьеры в использовании потенциала ВИЭ и широкого развития малых ГЭС в КР

2.2.Анализ ТЭБ Кыргызской Республики за период 2013-2023г.г.

Проведенный анализ ТЭБ в соответствии с ежегодными отчетными данными Нацстаткома КР и за ряд лет показывает несбалансированность за счет собственных запасов ТЭР и импортной составляющей на уровне 24 %.

[28].

Составными частями ТЭБ являются:

- балансы котельно-печного топлива (уголь, газ, мазут),
- балансы нефти и нефтепродуктов,
- баланс теплоэнергии,
- баланс электроэнергии⁴.

2.2.1 Анализ приходной части ТЭБ КР

Приходная часть ТЭБ - это система показателей, определяющая структуру добычи всех видов энергетических ресурсов и производства энергии, поступление их со стороны и переходящие остатки (табл.2.3).

На рис.2.1 представлена динамика формирования ресурсной части ТЭБ КР за 2013-2023 годы, на рис. 2.2 – структура формирования ТЭБ КР за 2013 и 2023 годы.

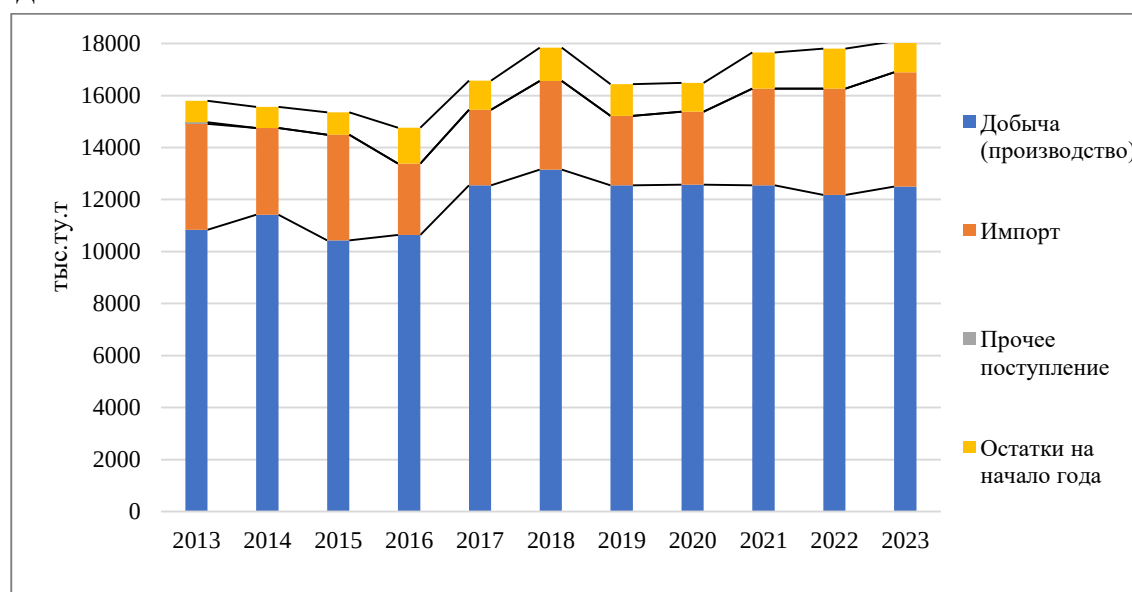


Рисунок 2.1 - Анализ приходной части ТЭБ КР за 2013-2023 гг.

⁴Касымова В.М. Энергетическая политика, энергетическая безопасность и энергоэффективность Кыргызской Республики, КГТУ, Бишкек, Барак элде. 2014 г.- 408с.

Таблица 2.3 - Топливо-энергетический баланс КР (с учетом продуктов собственной переработки и преобразований)
(тыс. т у.т.)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы всего:	15794	15563	15359	14758	16571	17844	16440	16490	17650	17802	18090
Добыча (производство)	10836	11419	10425	10642	12542	13148	12545	12577	12547	12172	12501
Импорт	4069	3332	4067	2744	2906	3413	2668	2801	3715	4091	4387
Прочее поступление	68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Остатки на начало года	821	812	867	1372	1123	1283	1227	1112	1388	1539	1202
Распределение- всего	15794	15563	15359	14758	16571	17844	16440	16490	17650	17802	18090
Потреблено внутри республики	13256	12508	12488	12268	13408	14540	13387	13117	14022	13766	14069
в том числе:											
на преобразование в другие виды энергии ¹	5251	5770	5273	4781	5548	5664	5362	5445	5650	5168	5143
на производственно-технологические и прочие нужды ²	8005	6738	7215	7487	7860	8876	8025	7672	8372	8598	8927
Экспорт	419	349	503	410	845	1031	1008	974	1098	1451	1741
Потери	1240	1378	996	957	1035	1047	933	1011	991	1383	940
Остатки на конец года	879	1328	1372	1123	1283	1227	1112	1388	1539	1202	1339

¹- электро- и теплоэнергия, ²- включая отпуск населению

* Источник: Национальный статистический комитет КР. Отчет Топливо-энергетический баланс КР за ряд лет

В структуре формирования ТЭР за анализируемый период (2013-2023 гг.) собственные природные ресурсы (добыча топлива) остались на уровне 69% в 2013 г. до 69% к 2023 г., и снизилась доля импорта топлива с 26% до 24% (уголь, газ, нефть и нефтепродукты) соответственно (рис. 2.2).

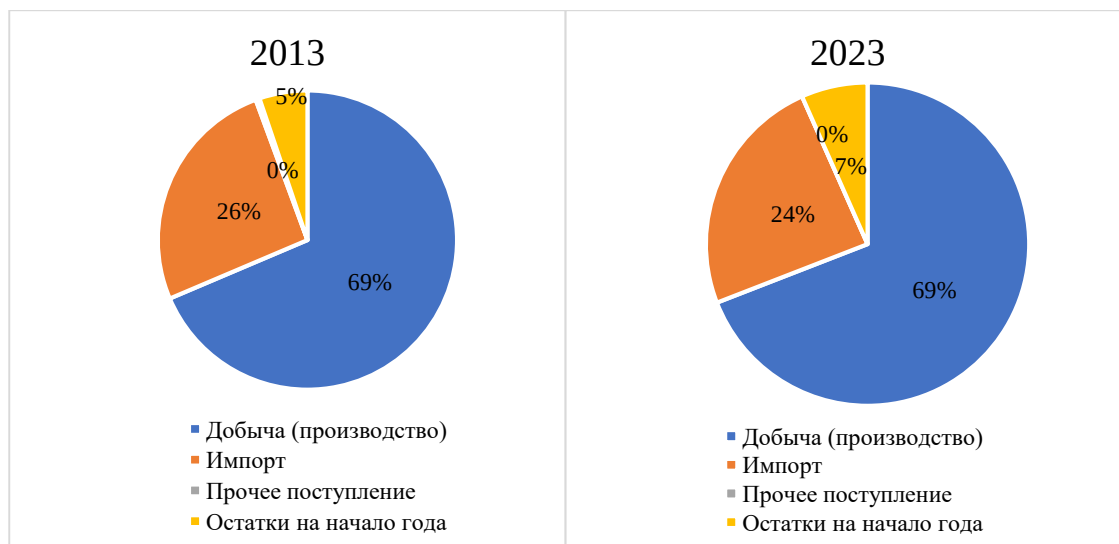


Рисунок 2.2 - Анализ структуры формирования ТЭБ КР за 2013 и 2023 гг.

2.2.2 Анализ расходной части ТЭБ КР

Расходная часть ТЭБ - это система показателей, отражающая структуру и направления использования всех видов энергетических ресурсов и энергии, отпуска их на сторону и переходящих остатков⁵.

На рис. 2.3 представлена динамика формирования расходной части ТЭБ КР за 2013-2023 годы, на рис. 2.4 – структура формирования расходной части ТЭБ КР за 2013 и 2023 годы.

Анализ динамики формирования расходной части ТЭР КР за анализируемый период (2013-2023 гг.) показывает, что потребление ТЭР внутри республики возросло на 6,1% или с 13256 тыс. т у.т в 2013г. до 14069 тыс. т у.т к 2023 г., в том числе за счет роста потребления ТЭР на производственно-технологические и прочие нужды на 11,5%.

⁵Касымова В.М. Энергетическая политика, энергетическая безопасность и энергоэффективность Кыргызской Республики, КГТУ, Бишкек, Барак элде. 2014 г.- 408с.

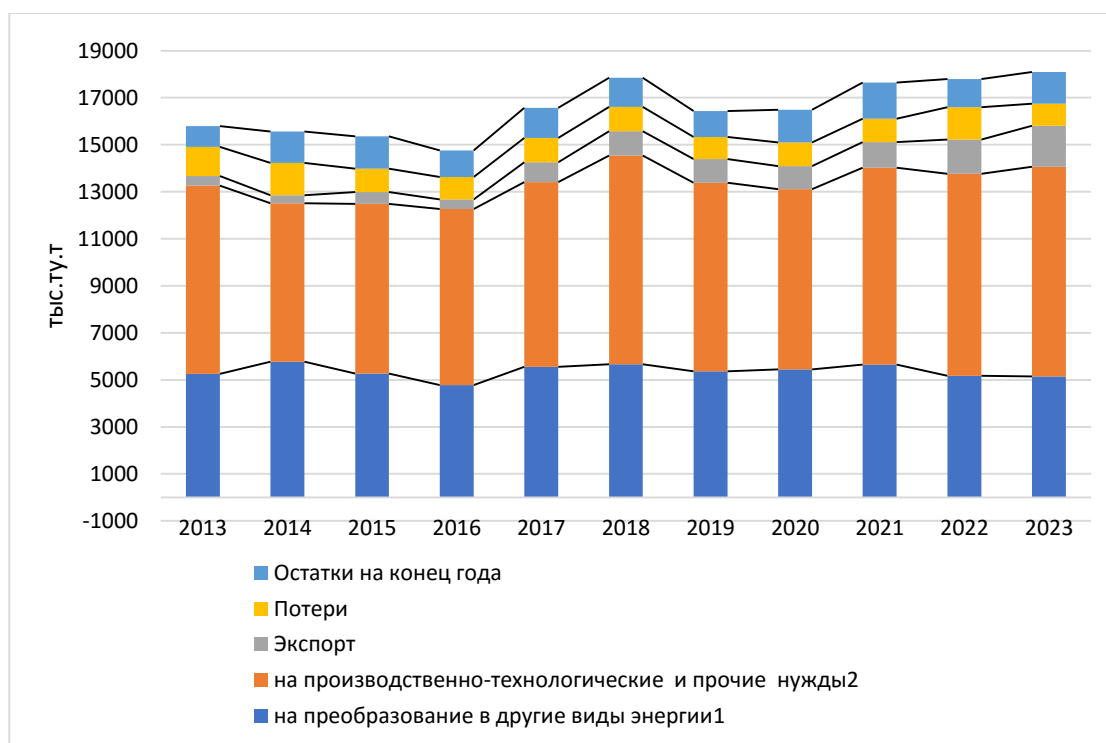


Рисунок 2.3 - Динамика формирования расходной части ТЭБ КР за 2013-2023г.г.

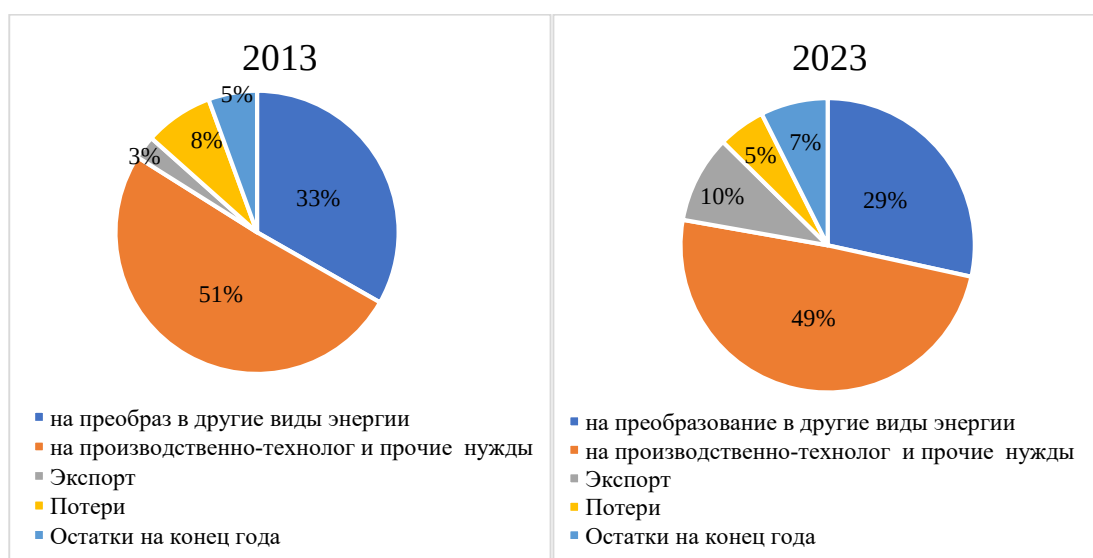


Рисунок 2.4 - Структура расходной части ТЭБ за 2013 и 2023г.г.

В распределении ТЭР произошли структурные сдвиги за счет снижения доли объема топливно-энергетических ресурсов, направленных на производственно-технологические и прочие нужды – с 51% в 2013 году до 49,0 в 2023 году. В то же время, доля объема топливно-энергетических ресурсов, направленных на преобразование в другие виды энергии, снизилась с 33% в

2013 году до 29,0% - в 2023 году, а доля экспорта ТЭР увеличилась с - 3,0% до 10%. Сократилась доля потерь с 8 до 5% к 2023 году.

По итогам топливно-энергетического баланса, разработанного Нацстаткомом, в 2023 году объем топливно-энергетических ресурсов республики составил 18,1 млн. тонн условного топлива (т у.т.) и по сравнению с предыдущим годом увеличился на 1,6%, а по сравнению с 2019 годом он возрос на 10%. Из общего объема топливно-энергетических ресурсов на внутреннем рынке республики в целом потреблено 14,1 млн. тонн условного топлива (т у.т.), что по сравнению с предыдущим годом на 2,2% больше.

Объем добычи угля в 2023 году составил 4,2 млн. тонн, что по сравнению с предыдущим годом на 10,6% больше, а по сравнению с 2019 годом в 1,6 раза больше. В основном, уголь используется на внутреннем рынке, а доля его в общем объеме потребления составила 43,8%.

Республиканский спрос на нефтепродукты, в основном, восполняется импортом.

В 2023 году произведено 125,7 тыс. т дизельного топлива, что по сравнению с предыдущим годом на 9,0%, а по сравнению с 2019 годом - в 1,5 раза больше. При этом, поступление его по импорту по сравнению с 2019 годом уменьшилось на 22,1% и составило 417 тыс. тонн.

Автомобильного бензина произведено 25,8 тыс. т, что по сравнению с предыдущим годом на 6,2% больше, а по сравнению с 2019 годом почти на 75% меньше. Импортные поставки его по сравнению с предыдущим годом уменьшились на 14,6%, а по сравнению с 2019 годом они, напротив, увеличились на 1,8%.

В 2023 году произведено около 175 тыс. т топочного мазута, что больше по сравнению с 2019 годом в 1,5 раза, а по сравнению с предыдущим годом на 6,5%.

В целом на непосредственное потребление в качестве топлива в 2023 году израсходовано около 80% от общего объема потребления дизельного топлива, около 85% - автомобильного бензина и 19,7% - топочного мазута.³⁵

Потребность республики в авиационном керосине полностью удовлетворяется за счет импортных поставок.

В 2023 году из общего объема ресурсов сырой нефти 311,9 тыс. т, (около 97%) пришлось на добычу. В качестве материала на производство было потреблено почти 310 тыс. т нефти, или 99,4% от общего объема распределения.

Ресурсы природного газа в 2023 году на 94% обеспечивались за счет импорта. По сравнению с 2019 годом добыча его увеличилась на 3 млн. м³, (на

12,3%) и составила 27,4 млн. м³. Из общего объема ресурса газа на непосредственное потребление в качестве топлива было потрачено 294,7 млн. куб. м³, или 63,2% газа, на преобразование в другие виды энергии – 143,7 млн.м³, или около 31% газа.

В целом по республике в 2023 году предприятиями энергетической отрасли произведено 13,8 млрд. кВт.ч электроэнергии, что на 1,3% меньше, чем в 2022 году, а по сравнению с 2019 годом – на 8,4% меньше. При этом, около 87% ее объема выработано гидроэлектростанциями. В 2023 году потреблено 17,2 млрд. кВт.ч. электроэнергии. За пределы республики отпущено (экспортировано) 138,4 млн. кВт.ч. электроэнергии.

Объем производства теплоэнергии в 2023 году составил 2,9 млн. Гкал, что по сравнению с предыдущим годом на 6% меньше, а по сравнению с 2019 годом - на 2,5% больше. Весь объем теплоэнергии поставлялся **35** на внутренний рынок республики

2.2.3 Оценка обеспеченности ТЭР по регионам и отраслям экономики Кыргызской Республики

В Кыргызской Республике идет постоянный рост энергопотребления в связи с постоянным ростом численности населения и развитием экономики.

Оценка обеспеченности энергоресурсами регионов КР начинается с изучения добычи и производства ТЭР в целом по стране и в ее регионах, в частности. Структура формирования ТЭР по регионам КР в 2023 г. по отчетным данным Нацстаткома КР [28]. представлена в табл. 2.4.

Таблица 2.4 - Структура ТЭР по территории КР в 2023 г. (с учетом продуктов собственной переработки и преобразований)*(тыс.тут)

Регионы	Ресурсы, всего	в том числе		
		Добыча (производство)	импорт	остатки на начало года
Кыргызская Республика	18090,1	12500,8	4386,9	1202,4
Баткенская область	523,0	464,1	7,0	51,9
Джалал-Абадская область	10475,8	9206,3	1205,1	64,4

Иссык-Кульская область	148,2	38,1	101,4	8,7
Нарынская область	1024,9	993,3	0,0	31,6
Ошская область	1003,2	608,5	33,5	361,2
Таласская область	31,3	1,4	25,6	4,3
Чуйская область	792,8	224,9	424,4	143,5
г. Бишкек	3882,4	924,5	2441,6	516,3
г. Ош	208,5	39,7	148,3	20,5

*Топливо-энергетический баланс КР за 2023 год – Бишкек: Нацстатком КР

На рис. 2.5 представлена структура добычи топлива по регионам КР в 2023 г. Согласно данной круговой диаграмме 74 % добычи топливно-энергетических ресурсов приходится на Джалал-Абадскую область, второе место занимает Нарынская область 7%, г. Бишкек - третье место 7%, четвертое место – Ошская область – 5% и пятое место Баткенская область 4 %, а Чуйская область составляет - 2%. При этом добыча топлива в г. Ош, Таласской и Иссык-Кульской областях незначительна.

На рис. 2.6 представлена структура импорта ТЭР по регионам КР в 2023 году. Видно, что г.Бишкек занимает первое место со значительным отрывом от остальных по импорту ТЭР - 56 %, 10 % приходится на Чуйскую область. Прежде всего это связано с тем, что здесь располагается большая часть потребителей ТЭР, как отдельных граждан, так и крупных компаний, включая НПЗ, а также ТЭЦ г. Бишкек.

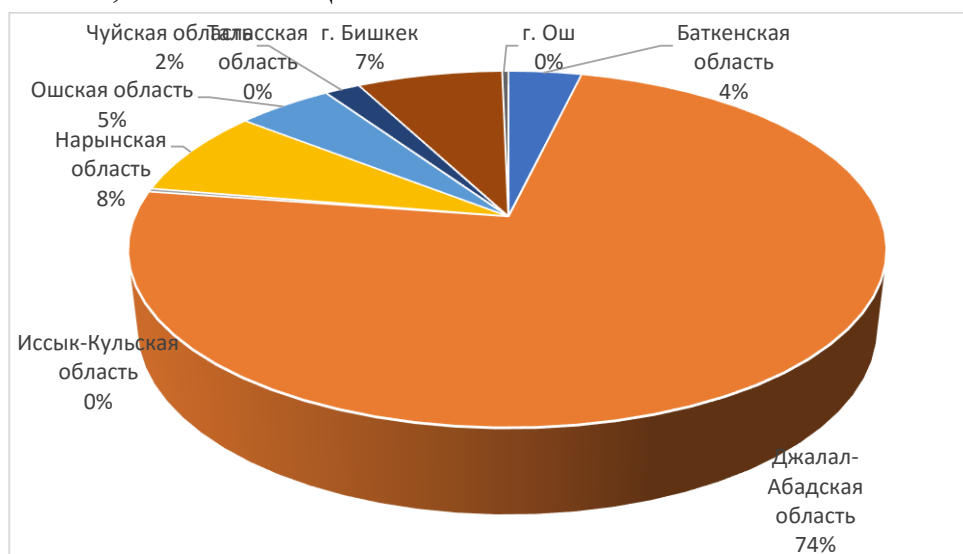


Рисунок 2.5 - Структура добычи топлива по регионам в 2023 г., %

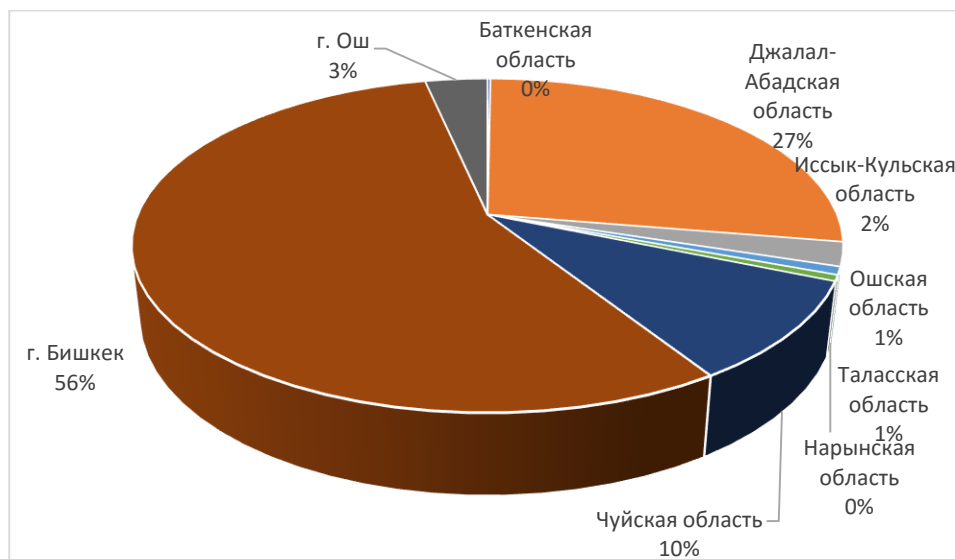


Рисунок 2.6 - Структура импорта ТЭР по регионам КР в 2023 г., %

В проекте Концепции развития ТЭК Касымовой В.М., Архангельской А.В., Куржумбаевой Р.Б. проведена оценка энерго- и топливоснабжения регионов страны, которая выявила следующие проблемы:

- «Наиболее густонаселенная и промышленно-развитая **Чуйская область** является энергозависимой от поставок природного газа, топочного мазута, а также угля. Электроэнергия в области производится на ТЭЦ г.Бишкек, каскаде Аламединских, Быстровской и Калининской ГЭС.

Ввиду отсутствия угольных месторождений на территории Чуйской области твердое топливо ввозится из соседних регионов республики (Нарынской, Иссык-Кульской, Ошской и Жалалабатской областей) и Казахстана. Данная область является энергозависимой с наиболее высокими рисками не только энергетической, но и экономической безопасности.

- На территории **Иссык-Кульской области** расположены угольные месторождения Согуты и ныне действующая шахта Джергалан. Электроэнергия и нефтепродукты полностью поставляются извне. Природный газ не используется ввиду отсутствия газотранспортной системы, сжиженный газ поставляется автомобильным транспортом. Данная область является энергозависимой с наиболее высокими рисками не только энергетической, но и экологической безопасности, что отрицательно влияет на рекреационные ресурсы области.

- Дефицит энергоресурсов наблюдается в **Нарынской области** при наличии огромных запасов твердого топлива на угольном месторождении Кара-Кече. На территории области находится Ат-Башинская ГЭС

мощностью 40 МВт. В настоящее время этот регион также энергозависим от других регионов и соседних государств.

- Наиболее энергозависимой в республике, наряду с Чуйской, является **Таласская область**, так как производство (добыча) энергоресурсов здесь не осуществляется. Все потребляемое топливо и электроэнергия поставляются из соседних государств и других регионов республики. В области существуют высокие риски как энергетической, так и экономической безопасности.

- Наименее энергозависимой в республике является **Ошская область**. Электроэнергия производится малыми ГЭС в небольших объемах, для потребителей она поставляется из Жалалабатской области, топочный мазут и природный газ частично из стран СНГ.

- Наиболее благополучной по обеспечению энергоресурсами в республике является **Жалалабатская область**. На территории области находятся все ГЭС Нижне-Нарынского каскада, угольные месторождения Таш-Кумыр, Кок-Жангак, Тегене, а также нефтегазовые месторождения Майлуу-Суу, Избаскент, Чангырташ. Область экспортирует в другие регионы республики электроэнергию, уголь и нефть, они также частично вывозятся в соседние страны ЦАР» [14].

«Вышеприведенный анализ свидетельствует о высоких рисках и угрозах энергетической безопасности страны и регионов, в связи с тем, что энергообеспеченность зависит от одного энергоносителя - электроэнергии ГЭС, на производство которой влияют также погодные-климатические условия. В связи с этим актуальной остается проблема обеспечения импорта топлива и экспорта электроэнергии путем развития интеграционных межгосударственных энергетических связей в рамках ЕАЭС, куда входят такие энергообеспеченные страны и основные партнеры по поставкам угля, нефти и нефтепродуктов, как Россия и Казахстан» [14].

2.2.4 Анализ потребления топливно-энергетических ресурсов по видам за период 2013-2023 гг.

Проведенный анализ данных по потреблению ТЭР отраслями экономики по видам энергоресурса [28] табл. 2.5.

Таблица 2.5 - Потребление топливно-энергетических ресурсов по видам экономической деятельности в 2023г,* (тыс.т.т)

	Уголь	Нефть	Природ.газ	Мазут	Дизтопливо	Бензин	Электро- энергия	Тепло- энергия
Потреблено внутри республики*	2812,3	310,1	438,4	49,9	498,5	610,1	14651,4	2727,9
Сельское хозяйство, лесное хозяйство и рыболовство	1,5	0,0	0,0	0,2	3,5	3,6	224,0	0,1
Добыча полезных ископаемых	1187,8	0,0	0,5	0,0	61,2	1,4	272,1	0,0
Обрабатывающие производства	198,3	310,1	74,3	12,9	110,2	8,9	1300,6	161,9
Обеспечение (снабжение) электроэнергией, газов, паром и кондиционированным воздухом	1264,0	0,0	337,5	35,9	4,3	4,3	11089,9	2216,7
Водоснабжение, очистка, обработка отходов и получение вторичного сырья	0,2	0,0	0,0	0,0	10,5	4,0	258,8	0,5
Строительство	1,7	0,0	0,1	0,7	23,9	4,4	98,8	9,4
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	5,7	0,0	0,2	0,0	230,1	511,9	75,2	1,0
Транспортная деятельность	7,1	0,0	0,2	0,3	32,0	31,2	90,8	11,6

Деятельность гостиниц и ресторанов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	43,0	9,7
Информация и связь	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8	3,0	196,0	3,9
Финансовое посредничество и страхование	0,5	0,0	3,4	0,0	0,3	1,3	17,8	7,5
Операции с недвижимым имуществом	1,7	0,0	0,0	0,0	2,3	1,1	156,4	6,3
Профессиональная, научная и техническая деятельность	1,3	0,0	1,1	0,0	0,3	1,0	62,9	14,8
Административная и вспомогательная деятельность	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	1,0	6,8	0,8
Государственное управление и оборона	111,5	0,0	11,3	0,0	17,3	24,7	447,0	95,0
Образование	10,7	0,0	3,4	0,0	0,1	0,6	111,8	107,4
Здравоохранение и социальное обслуживание	19,1	0,0	6,1	0,0	1,0	7,1	178,6	67,8
Искусство, развлечения и отдых	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	18,0	13,2
Прочая обслуживающая деятельность	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,9	0,4

* Источник: Национальный статистический комитет КР. Отчет Топливо-энергетический баланс КР за ряд лет[28].

На рис. 2.7 проиллюстрировано использование ТЭР отраслями экономики Кыргызской Республики за 2023 год.

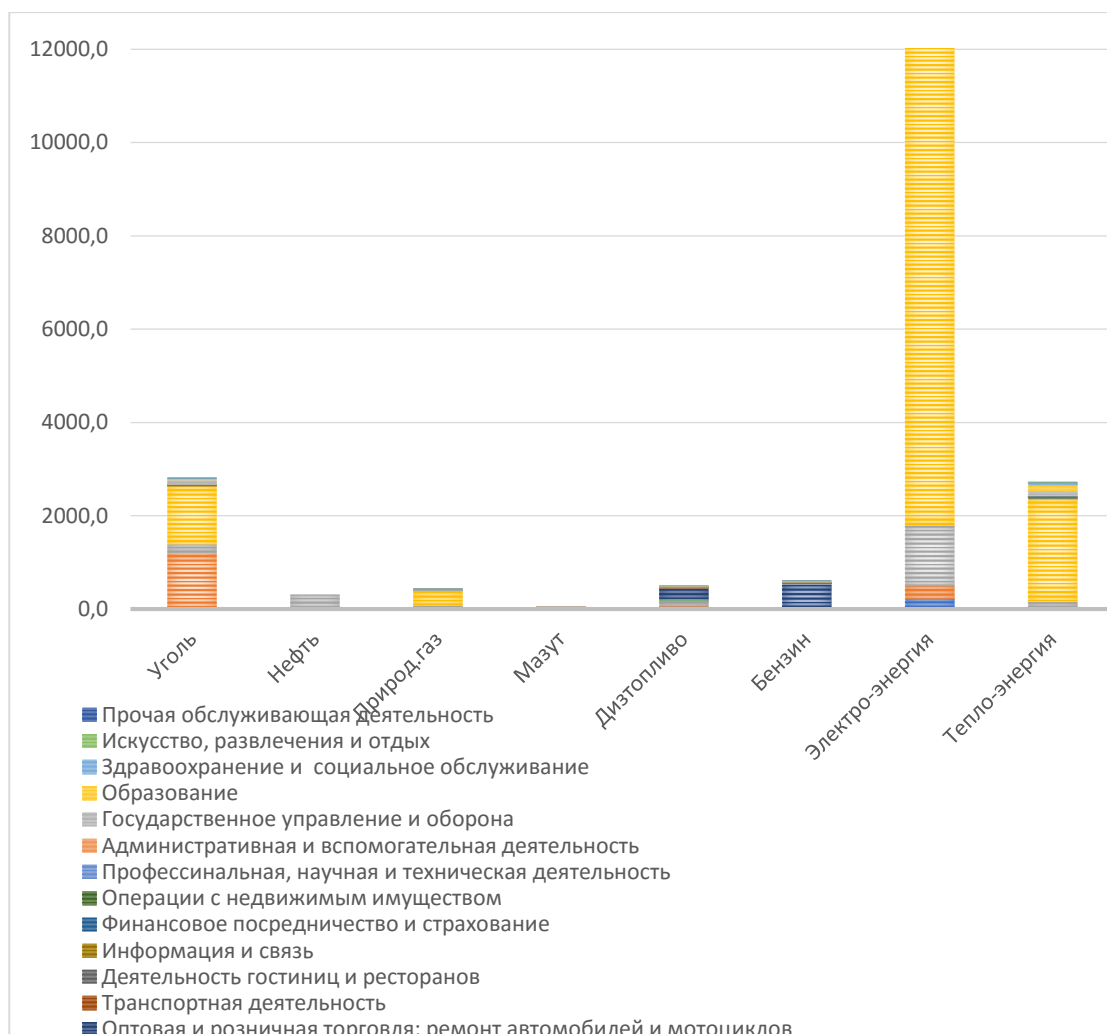


Рисунок 2.7 - Потребление ТЭР отраслями экономики Кыргызской Республики в 2023 году, ту.т

Анализ потребления ТЭР отраслями экономики КР в динамике по сравнению с динамикой изменения валовой продукции преобладающих отраслей реального сектора экономики показал, что в целом потребление ТЭР за период 2013-2023 гг. возросло на 14,5% за счет вклада следующих отраслей:

- Сельское, лесное хозяйство и рыбоводство – сокращение потребления ТЭР на 60% при росте ВП отрасли на 58% произошло за счет сокращения потребления угля в 6 раз или с 5,3 до 0,9 ту.т; сокращения потребления дизельного топлива в 16 раз или с 104,7 до 6,6 ту.т; сокращения потребления электроэнергии на 16,4% или с 76,8 до 64,2 ту.т, что связано с внедрением

более энергоэффективных технологий в сельском хозяйстве. При этом наблюдается рост потребления бензина на 12,5% за счет замещения части потребности в дизельном топливе бензином, а также в 2020 г. начали использовать природный газ в объеме 0,1 ту.т в связи с газификацией соответствующих территорий;

- Добыча полезных ископаемых – темпы роста потребления ТЭР значительно превысили темпы роста ВП отрасли. Так, произошел рост потребления ТЭР в 2,5 раза при росте ВП отрасли в 1,58 раза за счет увеличения потребления угля в 2,45 раза или с 241,3 до 591 ту.т, нефти – в 15,6 раз или с 1,6 до 25,3 ту.т, газа – в 4,3 раза или с 3,6 до 15,6 ту.т, дизельного топлива в 3,2 раза или с 13,5 до 43,2 ту.т, бензина – в 6,2 раза или с 3 до 18,5 ту.т, электроэнергии- с 32,1 до 58,5 ту.т при сокращении потребления мазута с 2 до 0,2 ту.т и теплоэнергии с 0,2 до 0,1 ту.т. Данная динамика показывает о расточительном использовании ТЭР в отрасли и наличии резервов для энергосбережения;

- Обрабатывающая промышленность - сокращение потребления ТЭР на 2,52% при сокращении ВП отрасли на 42% произошло за счет сокращения потребления газа в 2,25 раза или с 171,5 до 76,2 ту.т, бензина – в 2,18 раза или с 42,9 до 19,7 ту.т, электроэнергии на 15% или с 347,3 до 296,4 ту.т и теплоэнергии – в 1,78 раз или с 30,1 до 16,9 ту.т. При этом произошел рост потребления угля на 5% или с 132,4 до 138,5 ту.т, нефти – в 2,2 раза или с 105,6 до 226,8 ту.т в связи с открытием нефтеперерабатывающих заводов, мазута – в 1,2 раза или с 27,2 до 32,9 ту.т, дизельного топлива – в 1,17 раз или с 142,6 до 167,2 ту.т;

- Обеспечение (снабжение) электроэнергией, газов, паром и кондиционированным воздухом – увеличение потребления ТЭР на 29,2% при сокращении ВП отрасли на 20% произошло за счет роста потребления природного газа на 46,2% или с 182,8 до 267,2 ту.т, бензина – в 4,7 раза или с 117,3 до 552,1 ту.т, дизтоплива в 14,8 раз или с 4,5 до 66 ту.т, электроэнергии – на 32,9% или с 2547,6 ту.т до 3385,5 ту.т, теплоэнергии – на 29,5% или с 327,1 до 423,4 ту.т. При этом произошло сокращение потребления угля на 6% или с 587,3 до 552,1 ту.т, мазута – на 26,8% или с 117,4 до 85,9 ту.т;

- Строительство – сокращение потребления ТЭР на 87,3% при росте ВП отрасли почти в 3 раза произошло за счет сокращения потребления дизельного топлива в 14,3 раза или с 415,3 ту.т до 28,9 ту.т и бензина – в 14,5 раз или с 86,1 ту.т до 6 ту.т, мазута – в 8,6 раз или с 11,8 до 1,4 ту.т – такое сокращение потребления дизельного топлива, бензина и мазута при широком развитии строительной отрасли может говорить о недоучете использованного топлива.

При этом произошло увеличение потребления электроэнергии на 82,5 или с 15,9 до 29 ту.т, тепловой энергии – в 2,8 раза или с 0,4 до 1 ту.т.

Анализ показал расточительное использование ТЭР по итогам 2020 года по сравнению с 2012 годом с существенным превышением темпов энергопотребления над темпами роста валовой продукции большинства отраслей. Это результат отсутствия энергосберегающей политики на государственном уровне. Так, последняя Программа Правительства Кыргызской Республики по энергосбережению и планированию политики энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2015-2017 годы, утратила силу в начале 2018 года и на протяжении 4,5 лет Правительством не принята новая Программа.

За последние 10 лет в структуре потребления ТЭР доля электроэнергии возросла с 44 до 51% в связи с тем, что электроэнергия является более дешевым топливом по сравнению с другими видами ТЭР в связи с социально-ориентированной тарифной политикой. Доля угля практически осталась на том же уровне, сократившись с 17 до 16% на покрытие потребности населения, промышленности, включая ТЭЦ г. Бишкек, и бюджетных учреждений. Доля бензина сократилась с 16 до 10%, а в физическом выражении с 872,3 до 812,1 ту.т в связи с ростом цен на него, при этом доля дизтоплива сократилось с 10 до 9% с резким снижением потребления на нужды сельского хозяйства и сектора строительства. Доля тепловой энергии сократилась с 5 до 6%, увеличившись в физическом выражении с 424,1 до 502,8 ту.т. Доля природного газа сократилась с 5 до 4% в связи с либерализацией цен на газ с переходом ОАО «Кыргызгаз» в ОсОО «Газпром Кыргызстан», не смотря на проводимые меры по газификации регионов страны. Доля мазута сократилась с 2 до 1% с 2012 по 2020 году в связи с переходом котельных и ТЭЦ г. Бишкек на природный газ в качестве подсветочного топлива. При этом, возросла доля нефти с 1 до 3% в связи с налаживаем производства нефтепродуктов в Кыргызстане. Так, например, в 2013 году был открыт НПЗ «Джунда» за счет средств китайских инвесторов. По информации Ассоциации нефтетрейдеров если объединить мощности всех НПЗ, они смогут производить 2 млн 115 тысяч тонн топлива в год. Однако, по состоянию на 2021 год из десяти нефтеперерабатывающих заводов в Кыргызстане полноценно работает только один - НПЗ в Джалал-Абадской области, производящий 150 тысяч тонн ГСМ в год. Однако завод не может покрыть даже 10% потребности Кыргызстана в топливе. Кроме того, из-за того, что качество у этой продукции низкое, спрос на нее внутри страны невысок.

2.2.5 Анализ баланса электроэнергии

Проведенный анализ баланса электроэнергии Кыргызской Республики представлен в табл. 2.6. по данным отчета Нацстаткома КР. [28].

Анализ формирования ресурсной части электробаланса за период 2013-2023 гг. показывает на рост ресурсов в 24%, за счет увеличения объемов импорта электроэнергии с 0,0млрд.кВтч в 2013 г. до 3,5млрд.кВтч в 2023 г. в связи с ростом внутреннего спроса на электроэнергию. При этом, динамика изменения ресурсной части баланса электроэнергии свидетельствует о цикличности производства электроэнергии от крупных ГЭС. Так, в маловодные периоды (2010, 2015-2016 гг.) наблюдается снижение производства электроэнергии и появление ее импорта из соседних стран. А в многоводные периоды (2011-2012, 2017-2020 гг.) производство электроэнергии превышает 15 млрд.кВтч с осуществлением экспорта электроэнергии в соседние страны, который превышал 2,8 млрд кВтч в 2011 году, однако в связи со стремлением соседних стран к энергонеzáвисимости и ростом внутренней потребности в последние годы экспорт электроэнергии в таких объемах уже не осуществляется. Так объем экспорта электроэнергии в 2017 году составил 1,2 млрд.кВтч, в 2018 – 0,75 млрд.кВтч, в 2019г. – 0,27

Структура распределения электроэнергии за период 2010-2023 гг. представлена на рис.23.9.

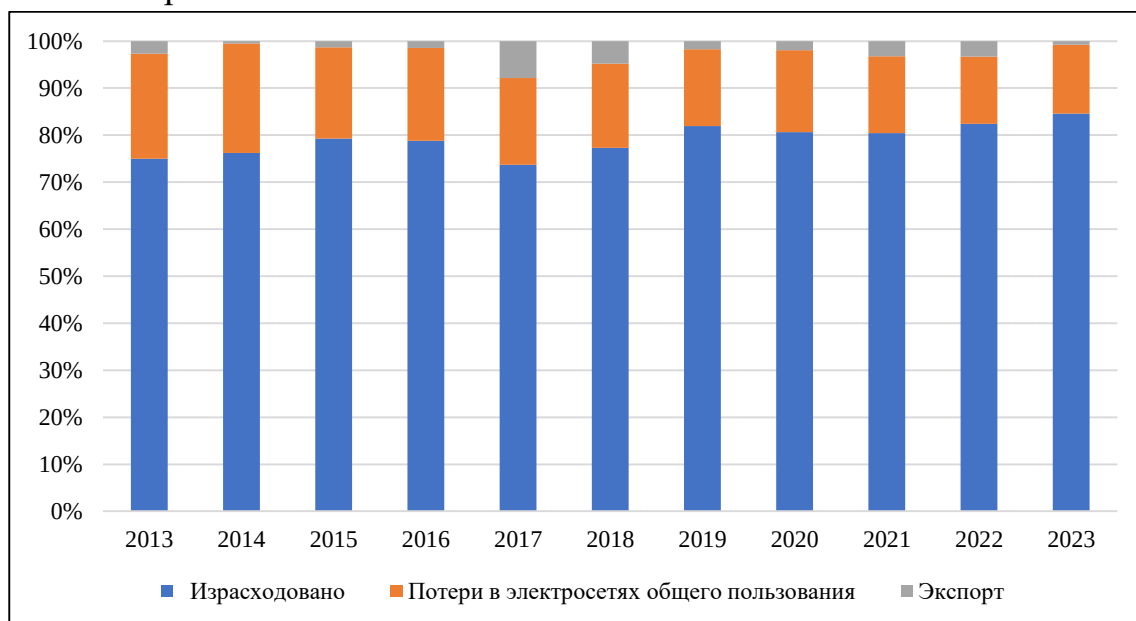


Рисунок 2.9 -Структура распределения электроэнергии за период 2013-2023гг.

Таблица 2.6 - Баланс электроэнергии Кыргызской Республики за 2013-2023 годы* (млн.кВт.ч).

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	14011,3	14857,7	13758,8	13449,0	15429,5	15728,0	15384,2	15756,8	16820,9	16688,9	17328,1
Производство	14011,3	14571,5	13029,5	13118,3	15429,5	15728,0	15115,0	15404,2	15138,0	13882,5	13839,3
Поступило по импорту	0,0	286,2	729,3	330,7	0,0	0,0	269,2	352,6	1682,9	2806,4	3488,8
Распределение	14011,3	14857,7	13758,8	13449,0	15429,5	5728,0	15384,2	15756,8	16820,9	6688,9	17328,1
Израсходовано	10510,8	11327,0	10907,4	10594,7	11369,7	2159,3	12599,5	12710,0	13534,5	13750,4	14651,4
в том числе											
на преобразование в другие виды энергии	231,3	261,2	243,7	167,4	178,8	93,7	156,9	195,9	166,9	97,7	184,1
непосредственно в качестве энергии	10279,5	11065,8	10663,7	10427,3	11190,9	1965,6	12442,6	12514,1	13367,6	3552,7	14467,3
в том числе											
на производство промышленной продукции	1958,3	1876,9	2080,0	1850,0	1839,9	2427,9	2214,6	1667,3	2109,1	2215,0	2300,9
на строительно-монтажные и буровые работы	81,5	64,6	310,3	126,8	105,0	183,2	61,2	69,7	74,3	88,7	98,6
на работу транспорта	41,6	231,8	174,3	44,9	45,8	44,3	31,4	16,9	22,8	24,7	27,7
на сельскохозяйственные работы (продукцию)	254,0	247,6	225,3	227,0	219,4	223,1	177,5	187,0	190,2	192,7	222,4
на коммунальные и культурно- бытовые нужды (включая отпуск населению)	7870,1	8588,2	7796,6	8079,4	8881,4	8918,8	9804,6	10427,5	10827,0	10895,1	11688,0
на прочие работы и нужды	74,0	56,7	77,3	99,2	99,4	168,3	153,3	145,7	144,5	136,5	129,7
Потери в электросетях общего пользования	3123,5	3458,3	2667,6	2655,2	2844,5	2814,1	2513,6	2744,9	2738,4	2388,5	2538,3
Экспорт	377,0	72,4	183,8	199,1	1215,3	754,6	271,1	301,9	547,9	550,0	138,4

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

Анализ расходной части электробаланса за период 2013-2023 гг. показывает, что в структуре распределения электроэнергии увеличился ее расход внутри республики непосредственно в качестве энергии на 41% в 2023 году по сравнению с 2013 годом при сокращении экспорта на 63% к 2023 году. При этом сократилось ее преобразование в другие виды энергии на 20%. В структуре конечного потребления электроэнергии:

В промышленности наибольший темп роста был зафиксирован в 2018 году — 125%, а в 2019 году он составил 114,1%. Однако в 2020 году из-за пандемии коронавируса произошло резкое снижение до 86% от уровня 2010 года. К 2023 году показатель по сравнению с 2013 годом увеличился на 17%, что эквивалентно 342,6 тыс. кВтч;

В строительстве – наибольшие темпы роста наблюдались в 2015 году – в 5,3 раза, в 2016 году в 2,1 раза и в 2018 году -в 3,1 раза к уровню 2010 году, наименьшие объемы были потреблены в 2011 году на 19% меньше по сравнению с 2010 годом. В остальные годы наблюдается рост от 5 до 40% в связи со стабильным ростом развития строительной индустрии, в том числе связанным с льготным ипотечным кредитованием работников бюджетных организаций;

На работу транспорта – наблюдается постепенное сокращение объема потребления электроэнергии после 2014 года с наименьшим показателем в 2020 году – 16,9 млн.кВтч или всего 9,1% от уровня 2010 года в связи с высоким уровнем износа и выбытием электротранспорта. К 2023 году показатель по сравнению с 2013 годом снизилась на 33%, что эквивалентно 13,9 тыс. кВтч;

На сельскохозяйственные работы также наблюдается устойчивая тенденция сокращения электропотребления до 31,6 % в 2023 году к уровню 2013 года.

При этом происходил устойчивый рост потребления электроэнергии на нужды коммунально-бытового хозяйства и населения, который в 2023 году составил 49,0% к показателю 2013 года за счет роста цен на уголь, топочный мазут, дизтопливо и переходом на электроотопление и электропищеприготовление большей части населения, объектов соцкультбыта и образования республики (рис.2.10, 2.11).

В результате произошли структурные сдвиги в электропотреблении за период 2013-2023 гг. с сокращением доли промышленности с 19% до 16 % и доли сельского хозяйства с 2 до 1,0 % соответственно, с увеличением доли коммунально-бытовых нужд и населения с 77 до 81% соответственно. Рост потребления электроэнергии в коммунально-бытовом секторе и населением обусловлен более низкими ценами на электроэнергию по сравнению с

твердым топливом и природным газом на использование для целей отопления, приготовления пищи и горячего водоснабжения, в связи с чем также объекты здравоохранения и просвещения были переведены на электротеплоснабжение и электропищеприготовление.

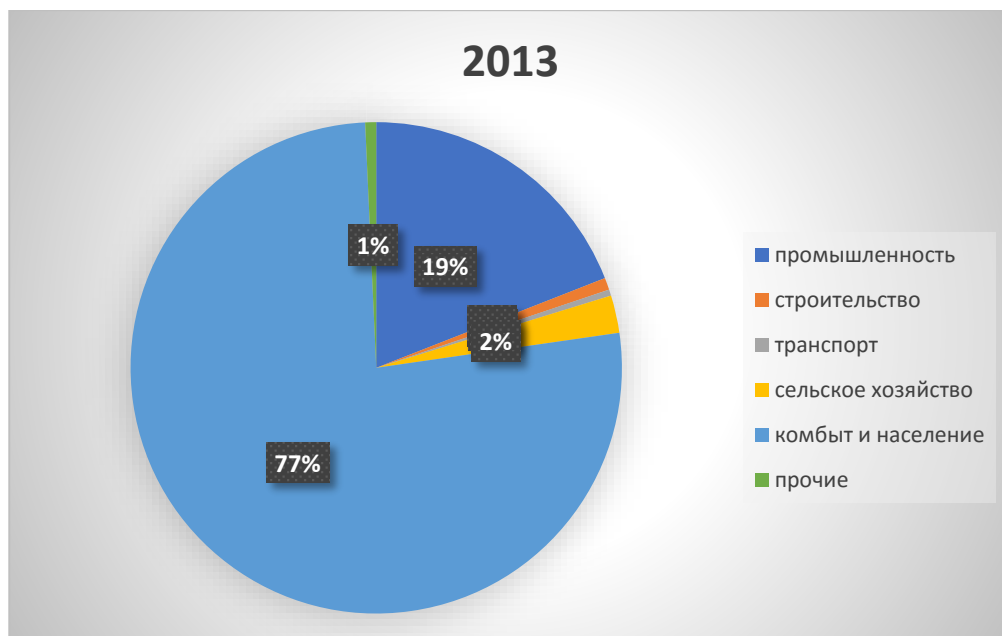


Рисунок 2.10 - Структура распределения электроэнергии по отраслям экономики и населением в 2013 г.

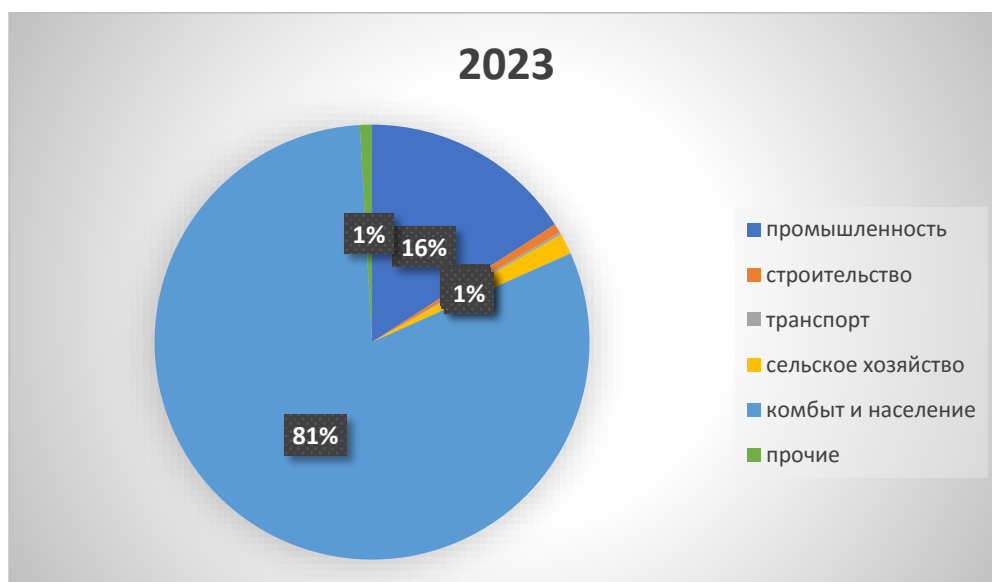


Рисунок 2.11 - Структура распределения электроэнергии по отраслям экономики и населением в 2021 г.

Потери электроэнергии сократились с 29,7 в 2013 г. до 17,3% в 2023 г. от объема потребления электроэнергии в связи с реализуемыми мероприятиями по сокращению потерь – установкой счетчиков АИСКУЭ, замена энергооборудования и пр. До распада СССР потери энергии в

энергосистеме Кыргызстана составляли в пределах установленных норм 8-10 % от отпущенного количества энергии.

2.2.6 Анализ баланса теплоэнергии

В теплоэнергетике и теплоснабжении выработка теплоэнергии ТЭЦ и котельными сохранилась на уровне с 3,08 млн.Гкал в 2010 г. и в 2021 г.(табл.2.6, рис. 2.12) [28].

Таблица 2.7 - Баланс теплоэнергии в КР за период 2013-2023 гг, (тыс. Гкал)*

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	2876,0	3307,4	3007,9	2882,6	3172,9	3168,2	2852,8	3082,5	3138,6	3110,5	2924,7
Добыча (производство)	2876,0	3307,4	3007,9	2882,6	3172,9	3168,2	2852,8	3082,5	3138,6	3110,5	2924,7
Распределение	2876,0	3307,4	3007,9	2882,6	3172,9	3168,2	2852,8	3082,5	3138,6	3110,5	2924,7
Потреблено внутри республики, в том числе:	2137,2	2374,4	2744,2	2683,6	2976,2	2924,9	2636,7	2923,1	2927,7	2904,4	2727,9
на преобразование в другие виды энергии	53,2	13,3	11,5	-	-	-	-	-	-	-	-
на непосредственное потребление в качестве топлива, в том числе:	2084,1	2361,1	2732,7	2683,6	2976,2	2924,9	2636,7	2923,1	2927,7	2904,4	2727,9
на производство пром. продукции	148,3	89,0	146,0	226,1	284,6	239,3	230,9	81,3	118,2	167,8	131,8
на строительно-монтажные и буровые работы	-	0,2	0,5	1,1	5,7	2,5	2,1	3,0	5,1	2,9	8,8
на работу транспорта	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
на сельхоз работы	1,6	0,4	2,8	3,9	0,1	0,8	10,6	0,0	0,1	8,4	0,0
на комбыт (включая отпуск населению)	1933,9	2271,5	2583,4	2452,5	2685,8	2682,4	2393,1	2838,8	2804,3	2725,3	2587,3
Потери	738,7	933,0	263,7	199,0	196,7	243,3	216,1	159,4	210,9	206,1	196,8

Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

Положительным фактором является сокращение потерь теплоэнергии с энергокризисного 2014 года с максимумом потерь 933 тыс.Гкал и принятием срочных мер по внедрению мер по экономии, утепления зданий и сооружений и принятия СНиП и нормативно-правовых актов и повышение тарифов . В результате уже в 2015 году потери сократились до 263,7 тыс.Гкал. или в 3,5 раза, а к 2021 г. до 210,9 тыс Гкал, что составляет 7,2% , против 30% в 2014 г. и 22,5% в 2010 г. от общего производства тепла. В 2023 году потери составили 196,8, что на 73,3% меньше по сравнению с 2013 годом.

2.2.7 Анализ баланса угля

В формировании ресурсной части баланса угля произошло повышение добычи угля с 1407,9 тыс.т. в 2013 г. до 6422,3 тыс.т. в 2023 г. В процентах увеличилась на 197%. Импорт угля увеличился на 8% по сравнению с 2013 годом (табл.2.8, рис. 2.14), что сократило существенно его дефицит и повысило надежность топливообеспечения потребителей.

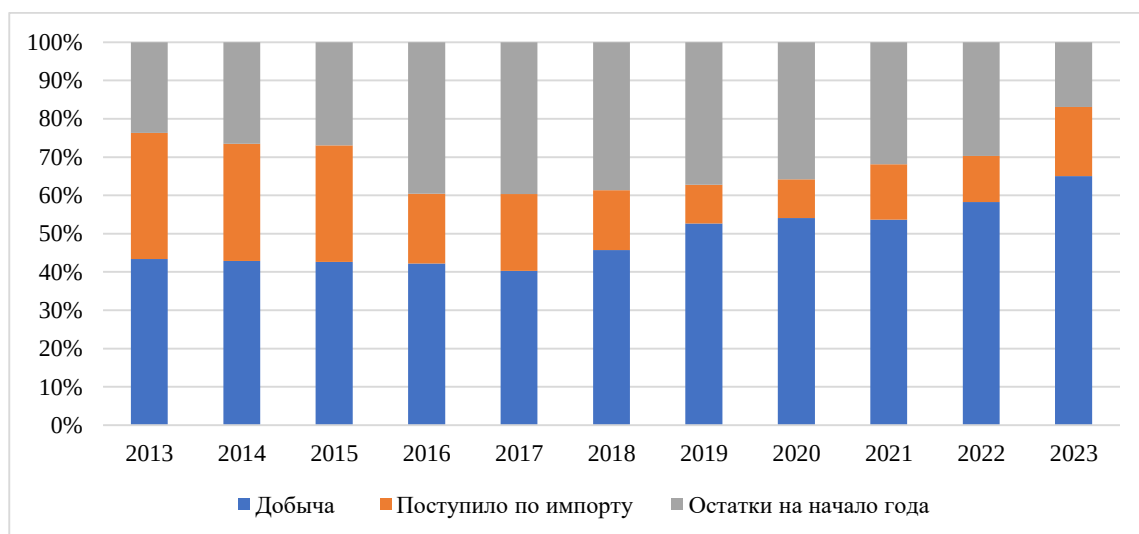


Рисунок 2.14 - Динамика структуры формирования ресурса угля за 2013-2023 гг.

Таблица 2.8 - Баланс угля КР за 2013-2023 гг. (тыс. тонн)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	3244,1	4229,5	4525,7	4384,5	4639,1	5241,0	4949,7	4951,7	5702,0	6481,0	6422,3
Добыча	1407,9	1812	1928,7	1851,3	1870,4	2395,2	2606,0	2677,7	3062,5	3775,4	4177,4
Поступило по импорту	1069,5	1297,0	1379,5	799,1	928,6	822,1	503,1	499,5	824,1	783,6	1159,3
Остатки на начало года	766,7	1120,5	1217,5	1734,0	1840,1	2023,7	1840,6	1774,5	1815,4	1922,0	1085,6
Распределение	3244,1	4229,5	4525,7	4384,5	4639,1	5241,0	4949,7	4951,7	5702,0	6481,0	6422,3
Потреблено внутри республики, в том числе:	2009,0	2765,2	2551,8	2202,8	2134,9	2638,7	2157,8	2138,3	2709,6	2762,5	2812,3
на преобразование в другие виды энергии	789,8	1108,2	1344,1	908,6	737,3	779,8	609,4	805,8	1565,8	1440,6	1250,0
в качестве материала на производство и нетопливные нужды	9,7	101,0	15,7	8,3	8,7	9,1	7,7	6,8	9,1	6,9	6,3
на непосредственное потребление в качестве топлива, в том числе:	1209,5	1556,0	1192,0	1285,9	1388,9	1849,8	1540,7	1325,7	1134,7	1315,0	1556,0
на производство пром. продукции	288,0	385,8	250,8	278,8	289,0	385,9	230,7	196,8	210,4	200,3	181,7
на строительно-монтажные и буровые работы	0,4	0,4	0,8	1,4	0,3	0,4	0,5	0,5	0,7	0,6	0,7
на работу транспорта	0	0	0	0	1,4	0,9	1,4	0,7	0,3	0,4	1,0
на сельхоз работы	13,7	1,2	4,5	4,9	0,9	3,6	1,7	4,8	4,5	1,7	2,2
на комбыт (включая отпуск населению)	907,4	1168,6	935,9	1000,8	1097,3	1459,0	1306,4	1122,9	918,8	1112,0	1370,4
Потери	4,4	5,4	3,0	0,5	0,1	0,3	0,9	8,6	9,4	1062,5	3,2
Отпущено на экспорт	110,2	241,4	236,8	341,1	480,4	761,4	1016,5	989,4	1061,0	1570,4	2218,6
Остатки на конец года	1120,5	1217,5	1734,1	1840,1	2023,7	1840,6	1774,5	1815,4	1922,0	1085,6	1388,2

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

При этом в структуре формирования ресурса угля добыча возросла с 43,0 % в 2013 г. до 65,0% в 2023 г. Доля импорта сократилась с 33,0 % в до 18,0%. Остатки на конец года снизились с 24,0% до 17,0%. (рис. 2.15)

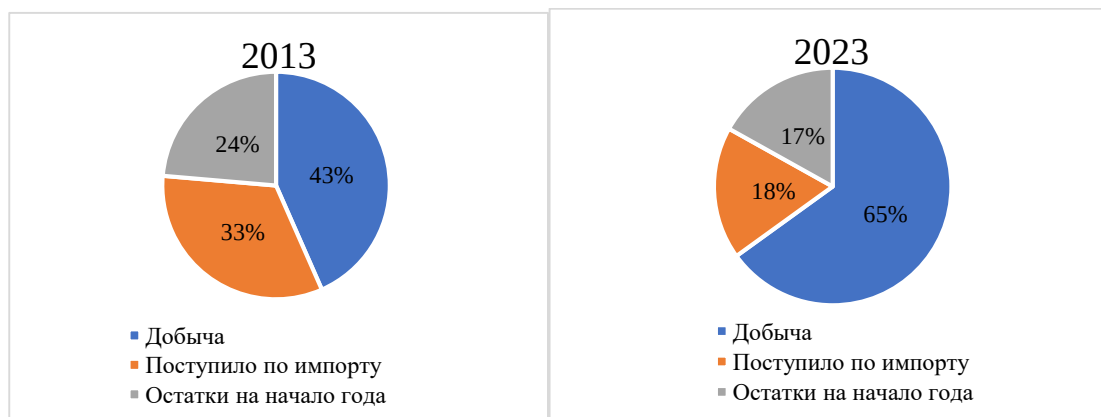


Рисунок 2.15 - Структура формирования ресурса угля за 2013-2023 годы

Рост объёма добычи угля достигнут за счёт осуществления следующих мер:

- развития мощностей предприятий, разрабатывающих бурого угольные месторождения “Кара-Кече” и “Мин-Куш” на основе наращивания объёмов поставок угля для ТЭЦ г. Бишкек;
- восстановления связей с соседними государствами по экспорту кыргызских углей (Китай, РУз, РТ);
- сохранение и наращивание объёмов поставок угля на цементные предприятия для использования в технологических целях на юге страны.

Износ оборудования в угольной промышленности, недостаток оборотных средств, высокая дебиторская задолженность потребителей негативно влияют на качество ремонтных работ горной техники, автодорог, своевременность проведения вскрышных работ для подготовки фронта

Динамика распределения угля по потребителям в КР представлена на рис. 2.16.

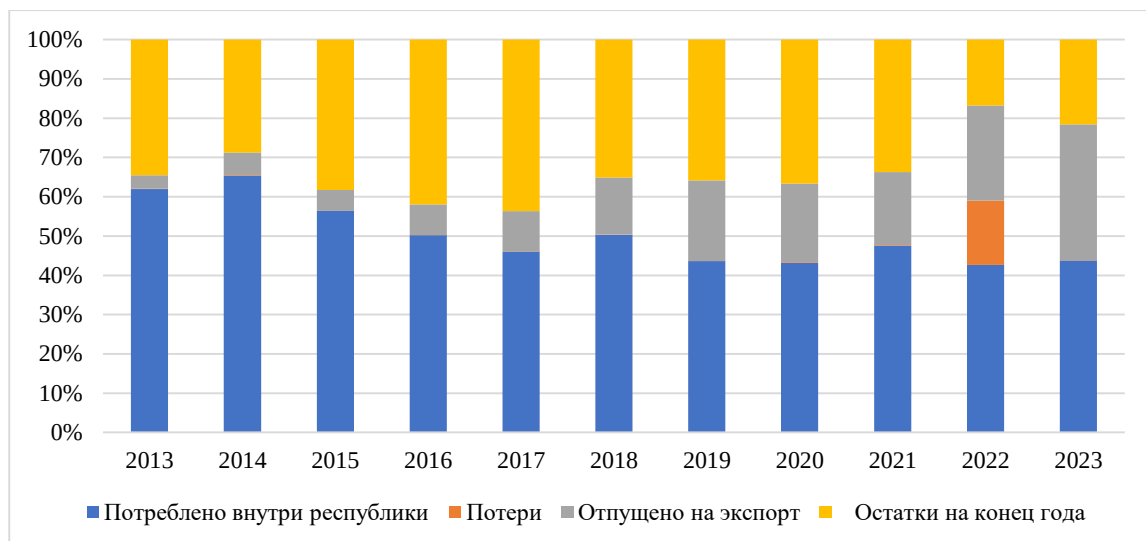


Рисунок 2.16 - Динамика структуры формирования распределения угля за 2013-2023 гг.

Как видно из рис. 2.17 в динамике структуры распределения угля произошли сдвиги сократилось потребление внутри страны с 62,0% в 2013 г. до 44,0% в 2023 г., при этом возросла доля экспорта с 3% до 34,0 % соответственно. Это связано с тем что потребители –это большей частью население перешло на более доступный и дешевый источник энергии это электроэнергию и восстановление экспорта с 0,8 до 20%.

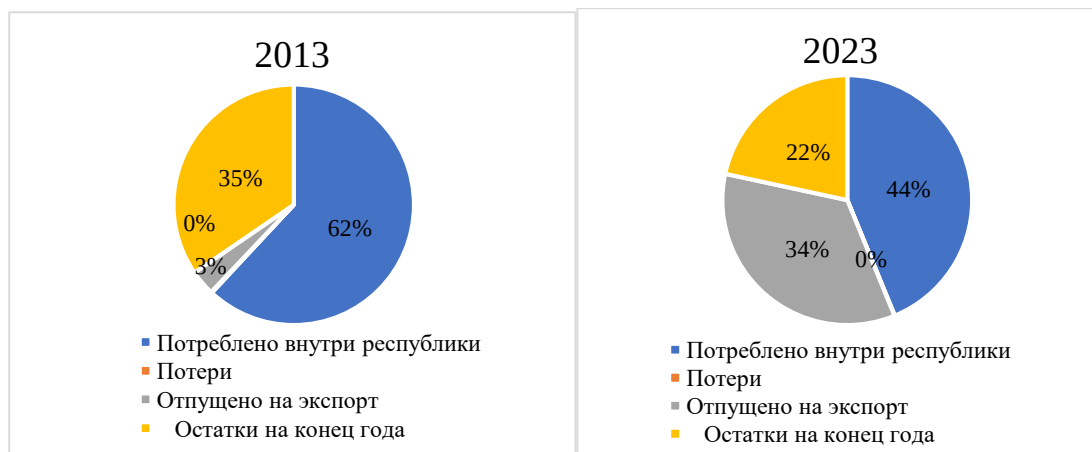


Рисунок 2.17 - Структура потребления угля в КР за 2013-2023 гг. в %

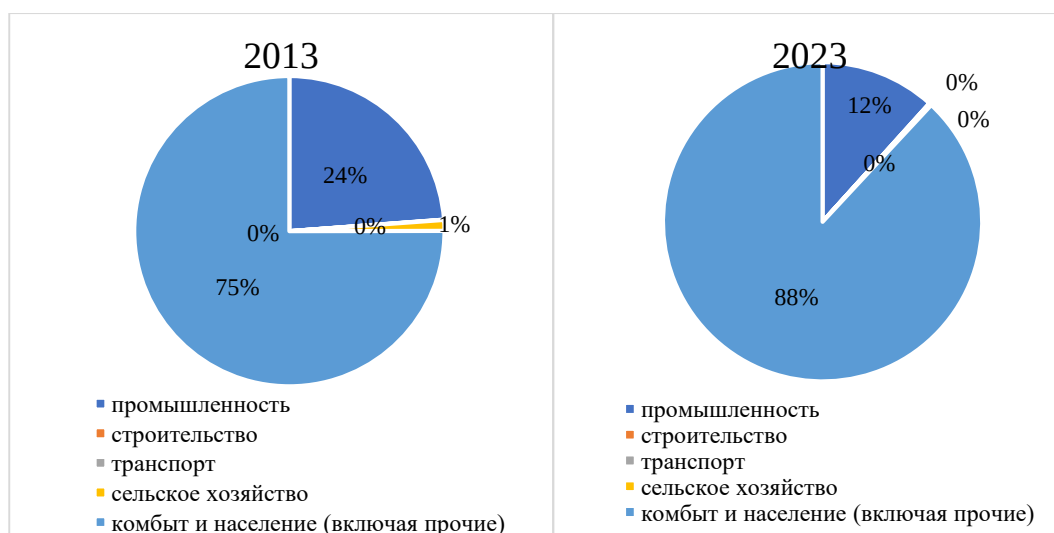


Рисунок 2.17 - Структура расходной части баланса угля за 2013 и 2023 гг.

В 2013 году промышленность потребляла 288,0 тыс. тонн угля, а в 2023 году этот показатель снизился до 181,7 тыс. тонн, что означает уменьшение примерно на 36,9%. Строительство в 2013 году потребляло 0,4 тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель увеличился до 0,7 тыс. тонн, что составляет рост на 75%. Транспорт в 2013 году не потреблял уголь (0 тыс. тонн), а в 2023 году потребление составило 1,0 тыс. тонн. Сельское хозяйство в 2013 году потребляло 13,7 тыс. тонн угля, а в 2023 году этот показатель снизился до 2,2 тыс. тонн, что представляет снижение на 83,9%. Комбыт и население (включая прочие) в 2013 году потребляли 907,4 тыс. тонн угля, а в 2023 году этот показатель увеличился до 1370,4 тыс. тонн, что составляет рост на 51%.

Наибольшее снижение произошло в промышленности и сельском хозяйстве, тогда как строительство, транспорт и комбыт с населением показали рост.

2.2.8 Анализ баланса нефти

В ресурсной части балансадобыча нефти возросла с 92,8 тыс. тонн в 2013 году до 311,9 тыс. тонн в 2023 году или в 3,3 раза (табл 2.9) [28].

Таблица 2.9 - Баланс нефти КР за 2013-2023 гг., (тыс. тонн)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	92,8	94,0	113,0	173,0	187,9	220,5	243,1	243,7	289,5	298,8	311,9
Добыча	83,5	82,0	107,1	145,3	173,2	200,0	233,1	239,2	275,7	295,1	303,1
Поступило по импорту	0	4,9	1,3	14,7	1,3	2,0	1,2	1,3	1,8	2,7	7,8
Остатки на начало года	9,3	7,1	4,6	13,0	13,4	18,5	8,8	3,2	12,0	1,0	1,0
Распределение	92,8	94,0	113,0	173,0	187,9	220,5	243,1	243,7	289,5	298,8	311,9
Потреблено внутри республики	82,7	80,0	97,4	148,9	146,4	137,4	186,7	177,5	282,6	297,8	310,1
Потери	1,9	2,7	2,6	3,4	3,1	3,9	2,0	2,7	-	-	-
Отпущено на экспорт	1,1	6,6	-	7,2	19,9	70,4	51,2	51,5	5,9	-	-
Остатки на конец года	7,1	4,7	13,0	13,5	18,5	8,8	3,2	12,0	1,0	1,0	1,8

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

Динамика структуры формирования ресурса нефти представлена на рисунке 2.18.

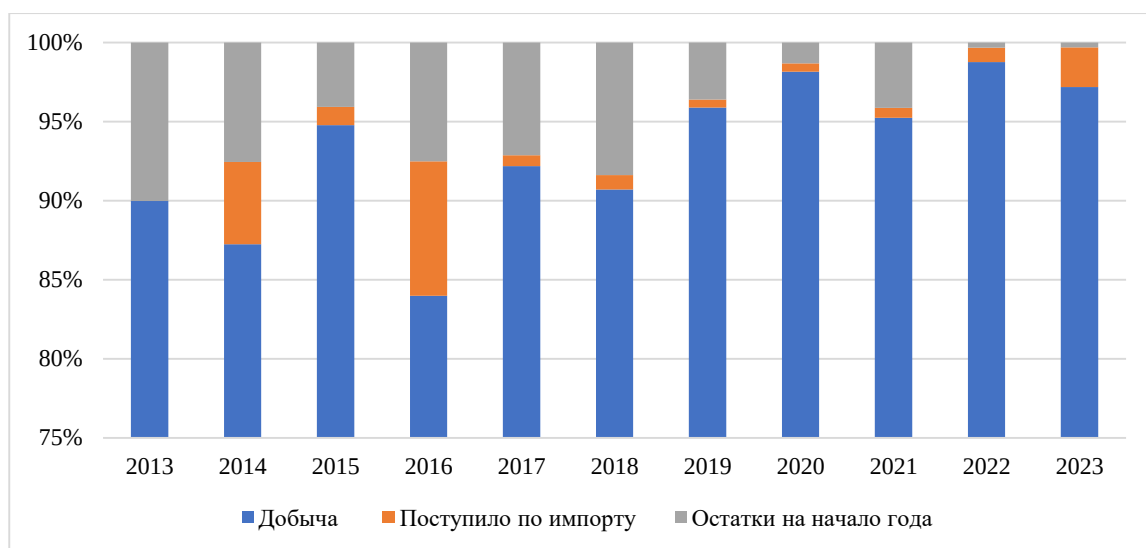


Рисунок 2.18 - Динамика структуры формирования ресурса нефти за 2010-2021 гг.

При этом в структуре формирования ресурса добыча нефти возросла с 90,0% в 2013 г. до 97,0 % в 2023 г. Доля импорта увеличилась с 0% в до 3%. Остатки на конец года сократились 10,0% до 0,1%.

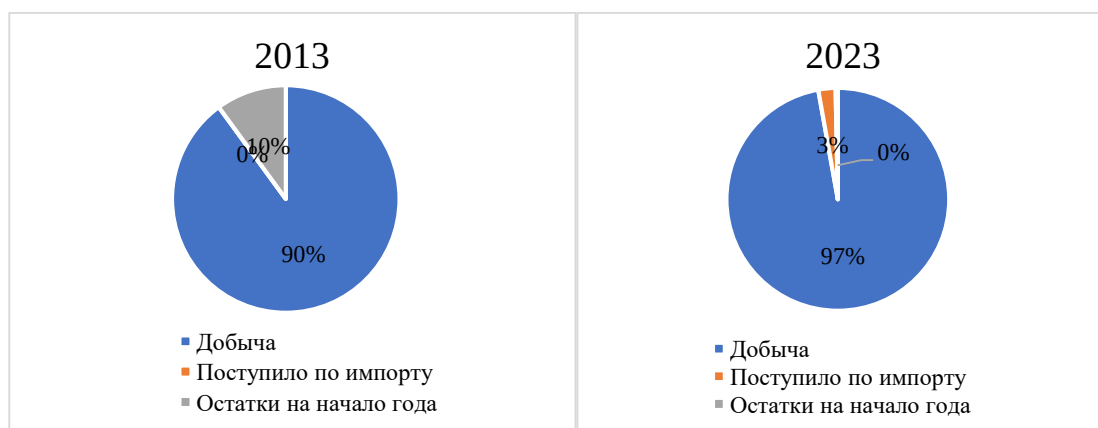


Рисунок 2.19 - Структура потребления нефти в КР за 2013-2023 гг. в %

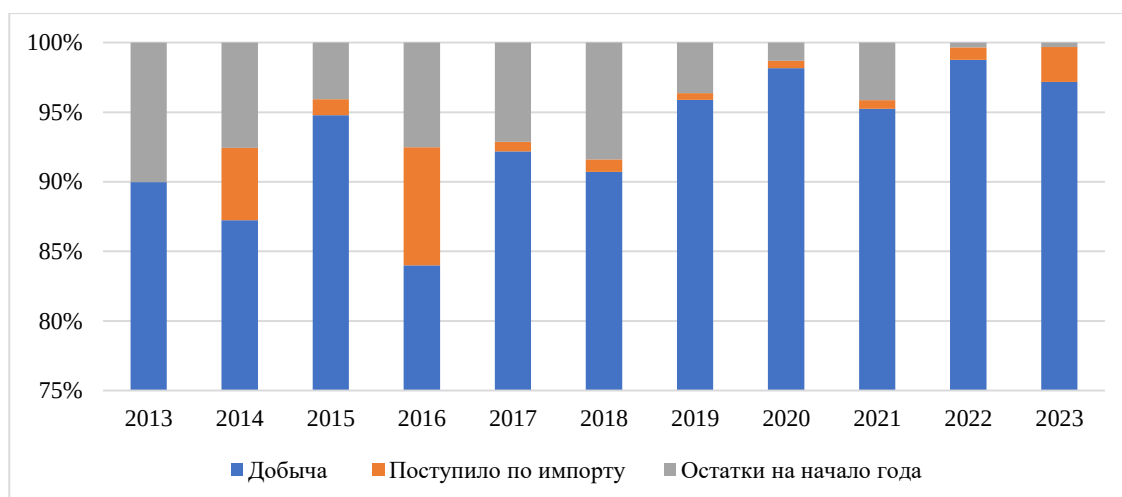


Рисунок 2.20 - Динамика распределения нефти в КР за 2010-2021 гг.

Структура распределения нефти, представленная на рис. 2.18, показывает, что отпуск потребителям увеличился с 89,0% в 2013 г. до 99,0% в 2023 г. при этом в натуральном исчислении наблюдается рост с 82,7тыс. т до 310,1 тыс. т или 3,7 раза.

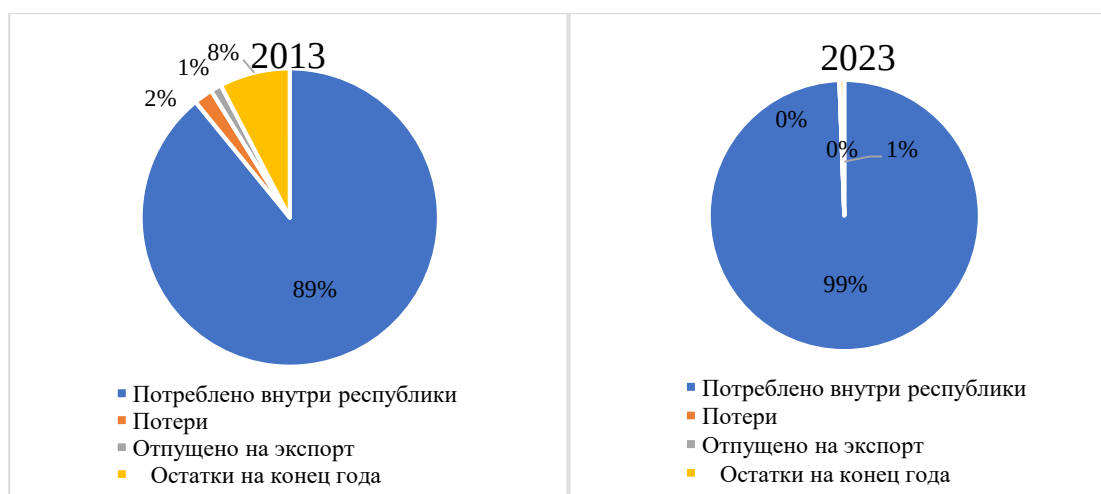


Рисунок 2.21 - Структура расходной части баланса нефти за 2013 и 2023 гг.

2.9 Анализ баланса природного газа

В формировании ресурсной части природного газа существенная доля принадлежит импорту, что обеспечило рост с 307,8 млн куб. м в 2013 г. до 466,7 млн.куб.м в 2023 г. или в 1,51 раза.(табл.2.10) [28].

В газоснабжении страны снятие зависимости от одного поставщика природного газа и улучшения газоснабжения страны и регионов, АО «Кыргызгаз» в 2014 г. реализовано ОАО «Газпром» РФ, которым взяты обязательства по выплате долгов, реконструкции устаревших

газораспределительных сетей и бесперебойному обеспечению потребителей КР природным газом. В результате образовано ОсОО «Газпром Кыргызстан». Проектным институтом АО «Газпром-промгаз» РФ в 2015 г. разработана Генеральная схема газоснабжения и газификации КР на период до 2030 г., которую Правительство КР приняло к сведению в соответствии с распоряжением от 30 января 2015 года № 22-р. В результате увеличились поставки газа потребителям КР с 274,8 до 438,7 млн. куб. м или в 1,59 раза. При сокращении добычи газа с 32,5 млн.куб.м до уровня 27,4 млн.куб.м. или в 1,18 раза (табл. 2.10).

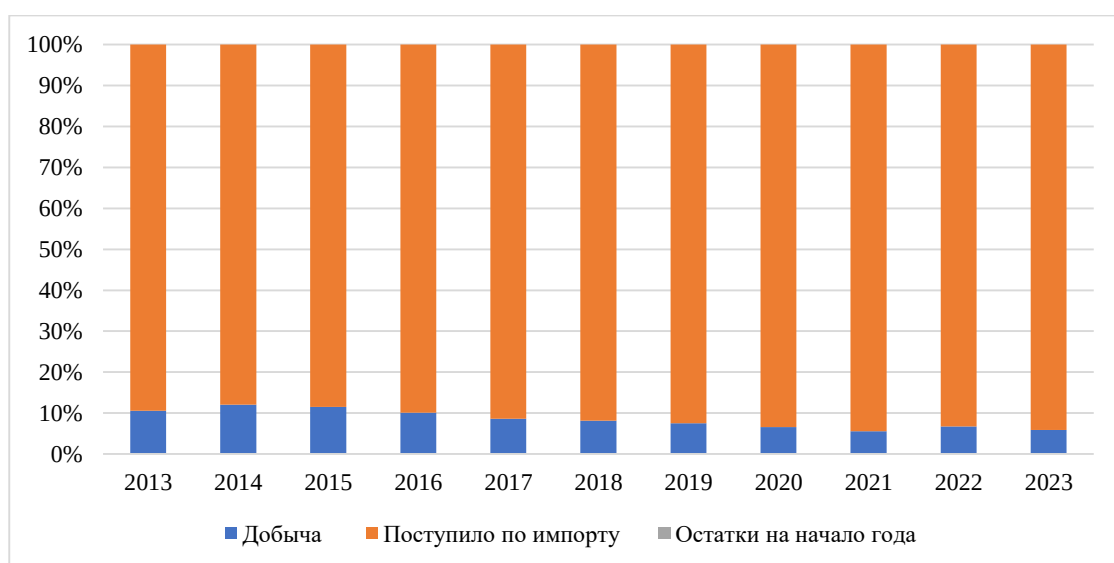


Рисунок 2.22 - Динамика формирования ресурса газа в КР за 2013-2023 гг.

Как видно из рис. 2.22 в структуре формирования ресурса газа доля импорта остается на уровне 89-94 %, доля собственной добычи 7,7- 6,0%.

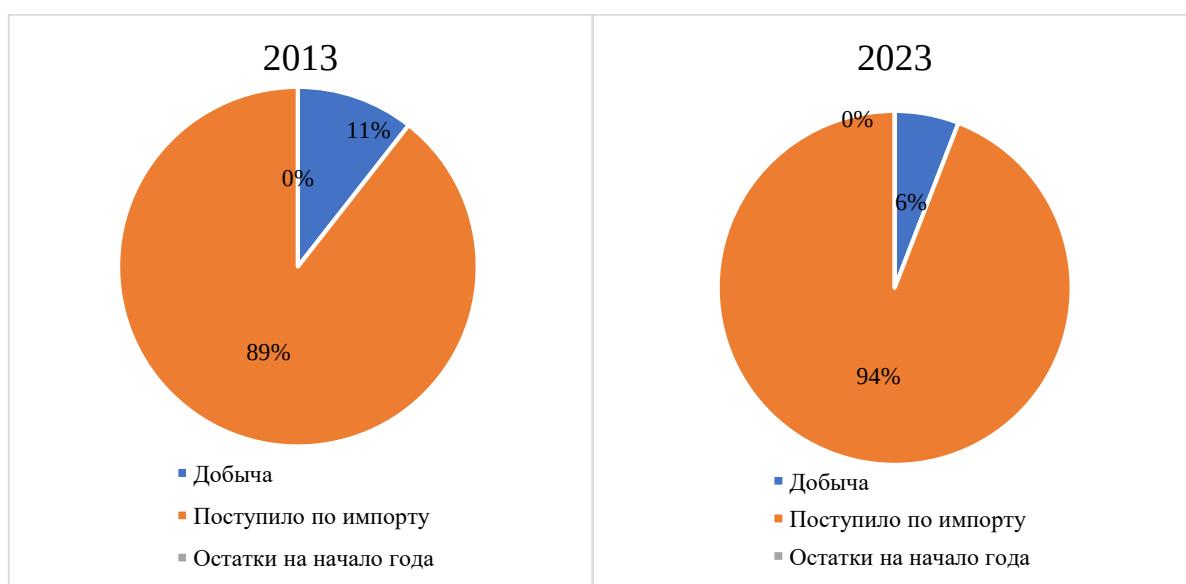


Рисунок 2.23 - Структура формирования ресурса газа в КР за 2013-2023 год

Таблица 2.10 – Баланс природного газа за 2013-2023 годы[28]. (млн.куб.м)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	307,3	269,5	275,5	287,4	304,5	335,2	324,6	340,3	400,6	445,2	466,1
Добыча	32,5	32,5	31,6	28,9	26,1	27,3	24,4	22,4	22,2	29,9	27,4
Поступило по импорту	274,8	237,0	243,9	258,5	278,4	307,9	300,2	317,9	378,4	415,3	438,7
Остатки на начало года	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Распределение	307,3	269,5	275,5	287,4	304,5	335,2	324,6	340,3	400,6	445,2	466,1
Потреблено внутри республики	269,6	239,0	258,1	282,0	287,3	305,2	298,9	314,6	393,6	419,0	438,4
в том числе:											
на преобразование в другие виды энергии	46,1	114,8	111,8	72,3	92,4	92,6	94,3	89,4	115,5	125,3	143,7
в качестве материала на производство и нетопливные нужды	3,4	4,9	4,1	2,5	2,5	5,3	-	-	-	-	-
на непосредственное потребление в качестве топлива	220,1	119,3	142,2	207,2	192,4	207,3	204,6	225,2	278,1	293,7	294,7
в том числе:											

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
на производство промышленной продукции	108,4	30,3	23,4	28,9	53,3	42,7	60,2	51,4	65,1	71,5	54,4
на строительно-монтажные и буровые работы	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1
на работу транспорта	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
на сельскохозяйственные работы	-	-	2,8	0,2	-	-	-	0,0	-	0,0	0,1
на коммунальные и культурно-бытовые и прочие нужды (включая отпуск населению)	110,5	89,0	116,0	178,1	139,1	164,6	144,4	173,8	212,9	222,1	240,1
Потери	37,7	30,5	17,4	5,4	17,2	30,0	25,7	25,7	7,0	26,2	27,7

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

В расходной части баланса газа потребление внутри республики возросло с 269,6 до 438,4 млн.куб.м или в 1,5 раза. В 2013 году общий объем распределения составил 307,3 млн м³, а в 2023 году увеличился до 466,1 млн м³. Это рост на 51,7%. При этом доля на преобразование в другие виды энергии это котельными также произошло увеличение с 46,1 млн.куб.м в 2013 г. до 143,7 млн.куб.м в 2023 г. На непосредственное потребление произошло увеличение с 220,1 млн.куб.м до 294,7 млн.куб.м или в 1,3 раза.

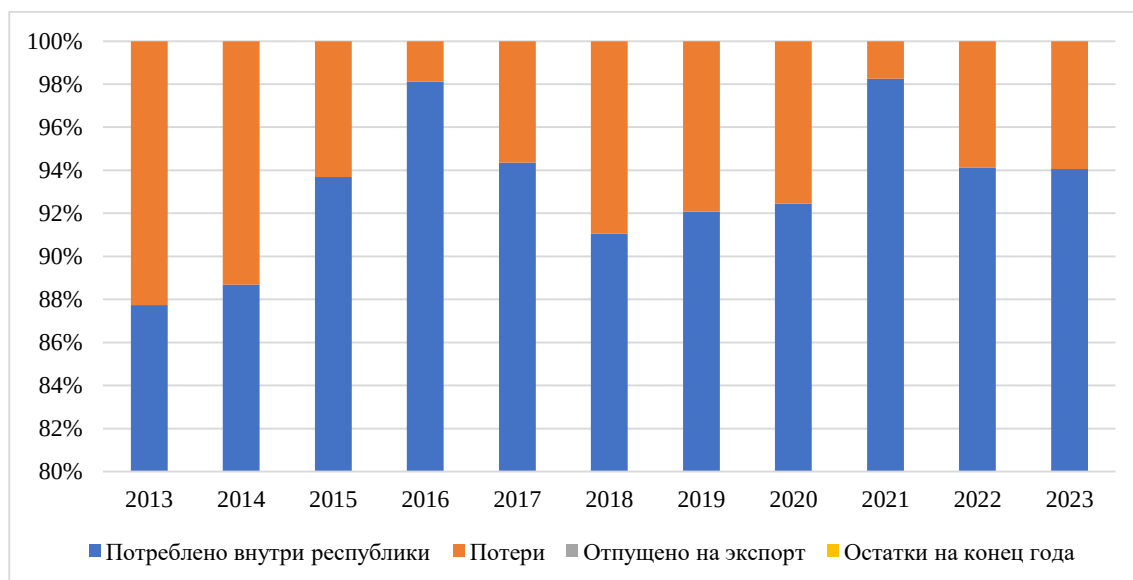


Рисунок 2.24 - Динамика расхода газа в КР 2013-2023 гг.

Основным потребителем остается население и на его долю в структуре потребления в качестве топлива приходится 82,0% (рис. 2.25).

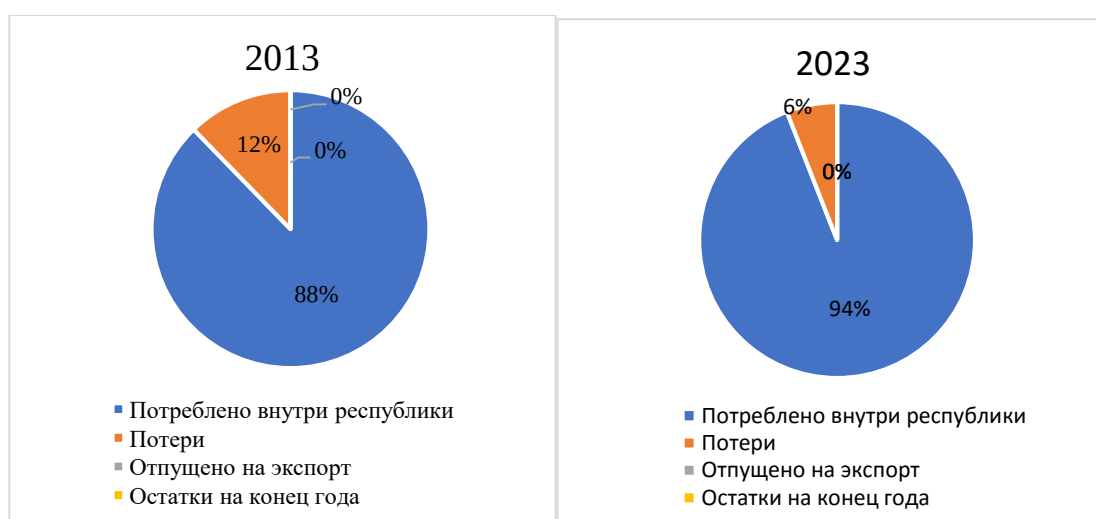


Рисунок 2.25 - Структура потребления газа в качестве топлива в КР за 2010-2021 гг.

В 2013 году потребление составило 269,6 млн м³, а в 2023 году выросло до 438,4 млн м³. Увеличение на 62,6%.

В 2013 году потери составили 37,7 млн м³, а в 2023 году снизились до 27,7 млн м³. Это уменьшение на 26,5%, что указывает на улучшение системы распределения или снижения утечек.

В целом, данные показывают стабильное развитие внутреннего потребления природного газа с улучшением показателей распределения. Реализация Генеральной схемы позволит решить проблемы газоснабжения страны. Кроме того, в 2015г. ОсОО «Газпром Кыргызстан» разработана Инвестиционная программа на 2015-2017 гг. на сумму 20 млрд. сомов.

В рамках инвестиционной программы ОсОО «Газпром Кыргызстан» на 2015 г. были выполнены проектно-изыскательские работы по 31 объекту (строительство и реконструкция магистральных газопроводов, газораспределительных станций, зданий и сооружений общества).

Инвестиционная программа ОсОО «Газпром Кыргызстан» на 2016 год предусматривает выполнение проектно-изыскательских и строительно-монтажных работ на 44 объектах, а также строительство распределительной сети по 22 населенным пунктам в зоне ответственности филиала «Бишкекгаз». Ожидаемый объем капиталовложений на 2016-2019 гг. запланирован на сумму 91,18 млрд.сомов.

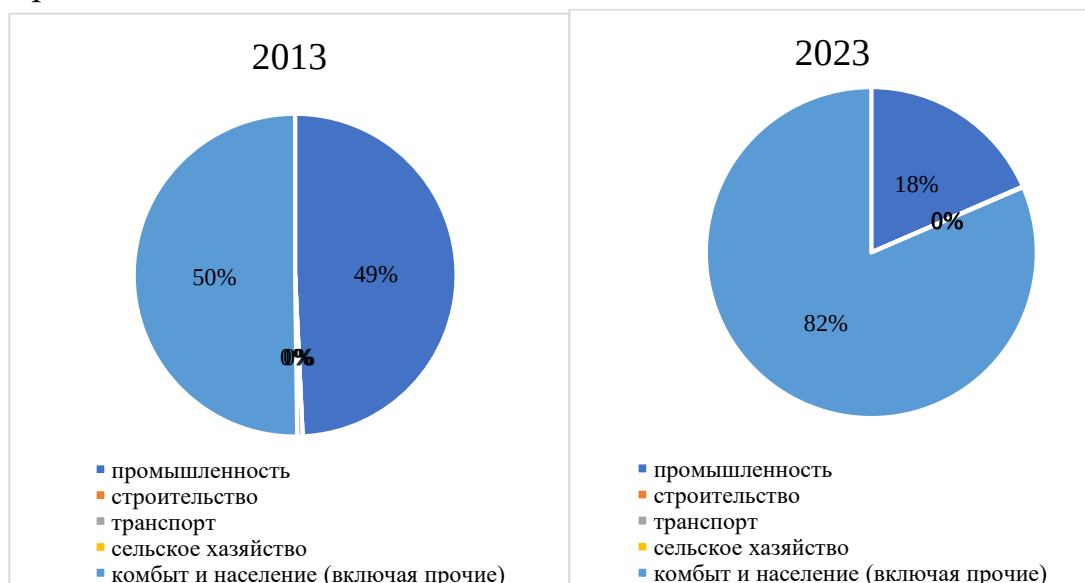


Рисунок 2.26 - Структура расходной части баланса природного газа за 2013 и 2023 гг.

В 2013 году промышленность потребляла 108,4 млн м³ природного газа, а в 2023 году этот показатель снизился до 54,4 млн м³, что означает уменьшение на 49,8%. Строительство в 2013 году потребляло 0,1 млн м³, и этот

показатель остался неизменным в 2023 году. Транспорт в 2013 году потреблял 1,2 млн м³, а в 2023 году потребление снизилось до 0 млн м³. Сельское хозяйство в 2013 году природного газа не использовало, однако в 2023 году его потребление составило 0,1 млн м³, что указывает на начало использования газа в данной отрасли. Комбыт и население (включая прочие) в 2013 году потребляли 110,5 млн м³, а в 2023 году этот показатель вырос до 240,1 млн м³, что составляет рост на 117,3%.

Общий объем потребления природного газа значительно изменился за 10 лет. Наблюдается снижение потребления в промышленности и транспорте, но существенный рост в секторе комбыт и населения. Комбыт и население стали основными потребителями природного газа, увеличив объем почти в 2,2 раза по сравнению с 2013 годом.

Общая структура потребления претерпела изменения, сместив акцент с промышленного сектора на бытовое использование.

2.2.10 Анализ баланса дизельного топлива

Для обеспечения светлыми нефтепродуктами сооружены и введены в действие ряд нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), из которых наиболее крупный в г. Кара-Балта на 800 тыс. т нефти, в г. Токмок на 410 тыс. т на привозном сырье из РФ и РК. При этом существуют риски их неполной загрузки в связи с колебаниями мировых цен на нефть и понесенными убытками нефтяных компаний РФ и РК. По этой причине сохраняется импорт и нефтепродуктов.

Баланс дизтоплива за период 2013-2023 гг., представлен в таблице 2.11.

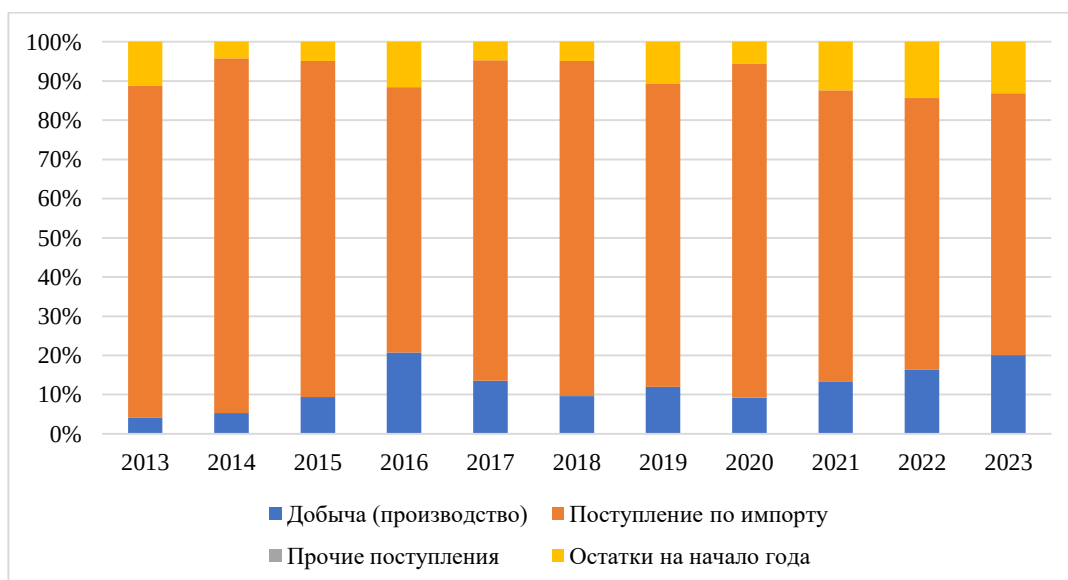


Рисунок 2.27 - Динамика формирования ресурсов дизтоплива за 2013-2023 гг.

Таблица 2.11. - Баланс дизельного топлива, тыс. тонн

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	717,4	563,2	600,1	513,1	662,1	825,3	692,5	625,4	722,8	707,3	624,8
Добыча (производство)	27,2	30,1	56,1	106,3	89,5	79,3	83,0	57,9	96,9	115,3	125,7
Поступление по импорту	568	509,2	514,9	347,4	541,3	706,1	535,3	533,0	536,3	490,6	417,0
Прочие поступления	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Остатки на начало года	75,5	23,9	29,1	59,4	31,3	39,9	74,2	34,5	89,6	101,4	82,1
Распределение	717,4	563,2	600,1	513,1	662,1	825,3	692,5	625,4	722,8	707,3	624,8
Потреблено внутри республики	682,4	526,2	539,8	481,5	619,8	750,0	641,2	518,5	620,1	623,5	498,5
в том числе:											
на преобразование в другие виды энергии	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-
в качестве материала на производство и нетопливные нужды	3,2	0,4	3,4	2,9	1,7	1,8	0,7	0,4	0,0	0,0	0,1

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
на непосредственное потребление в качестве топлива	678,9	525,6	536,2	478,5	618,0	748,1	640,4	518,0	620,1	623,5	498,4
в том числе:											
на производство пром.продукции	4,9	4,8	10,5	4,3	7,2	8,9	5,6	3,5	3,2	2,7	2,7
на строительно-монтажные и буровые работы	5,5	36,1	33,8	15,9	15,2	21,8	22,2	7,2	7,1	9,6	6,0
на работу транспорта	521,3	349,2	392,2	358,5	491,6	620,4	519,5	411,3	518,3	508,9	386,8
на сельхоз нужды	100	97,8	94,2	96,7	99,0	92,6	91,9	93,9	90,7	100,7	102,4
на комбыт	47,2	37,7	5,5	3,1	5,0	4,4	1,2	2,1	0,8	1,6	0,5
Потери	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,5	0,7
Отпущено на экспорт	11	7,6	0,6	0,0	2,2	0,9	16,7	17,3	1,2	1,2	0,9
Остатки на конец года	23,9	29,1	59,4	31,3	39,9	74,2	34,5	89,5	101,4	82,1	124,7

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

В ресурсной части анализ баланса дизтоплива показывает, что В 2013 году общий объем ресурсов составлял 717,4 тыс. тонн, а в 2023 году он снизился до 624,8 тыс. тонн, что означает уменьшение на 12,9%.

В 2013 году объем добычи составлял 27,2 тыс. тонн, а в 2023 году увеличился до 125,7 тыс. тонн. Это значительный рост на 362%, что может свидетельствовать об активизации внутреннего производства дизельного топлива.

В 2013 году объем импорта составлял 568 тыс. тонн, а в 2023 году он снизился до 417 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 26,6%. Это снижение, возможно, связано с увеличением собственного производства.

В 2013 году данные о прочих поступлениях отсутствовали, как и в 2023 году (0 тыс. тонн).

В 2013 году остатки составляли 75,5 тыс. тонн, а в 2023 году они увеличились до 82,1 тыс. тонн, рост составил 8,7%.

В целом, наблюдается положительная тенденция к увеличению внутреннего производства и снижению импорта дизельного топлива. (рис. 2.28).

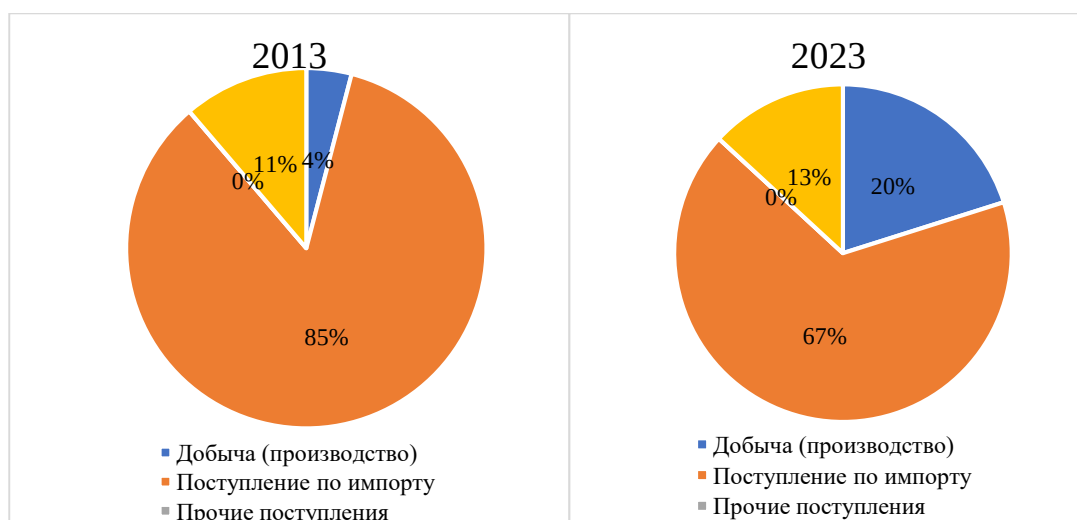


Рисунок 2.28 - Структура формирования ресурсов дизтоплива за 2013 и 2023 гг.

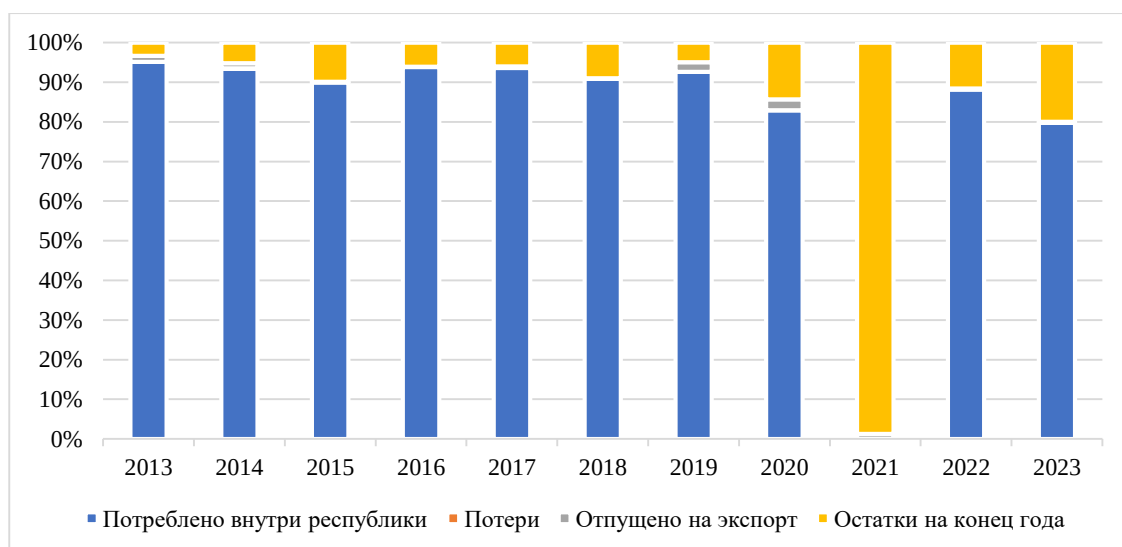


Рисунок 2.29 - Динамика формирования расходной части баланса дизтоплива за 2013-2023 гг.

В 2013 году общий объем распределения составил 717,4 тыс. тонн, а в 2023 году снизился до 624,8 тыс. тонн, что означает уменьшение на 12,9%.

В 2013 году потребление составило 682,4 тыс. тонн, а в 2023 году снизилось до 498,5 тыс. тонн. Это уменьшение на 26,9%, что может указывать на оптимизацию использования топлива или снижение спроса.

В 2013 году потери составили 0,1 тыс. тонн, а в 2023 году они увеличились до 0,7 тыс. тонн.

В 2013 году экспорт составил 11 тыс. тонн, а в 2023 году он снизился до 0,9 тыс. тонн, что представляет значительное уменьшение на 91,8%.

В 2013 году остатки составляли 23,9 тыс. тонн, а в 2023 году они увеличились до 124,7 тыс. тонн, что означает рост на 421,8%. Это может указывать на увеличение запасов для обеспечения стабильности поставок.

Общий объем распределения и потребления внутри республики снизились, что может быть связано с экономией ресурсов или снижением спроса.

Экспорт сократился почти полностью, вероятно, в пользу обеспечения внутреннего рынка.

Остатки на конец года существенно выросли, что свидетельствует о переходе к более стабильному хранению и запасам топлива.

Увеличение потерь требует внимания, так как это может повлиять на эффективность использования ресурсов.

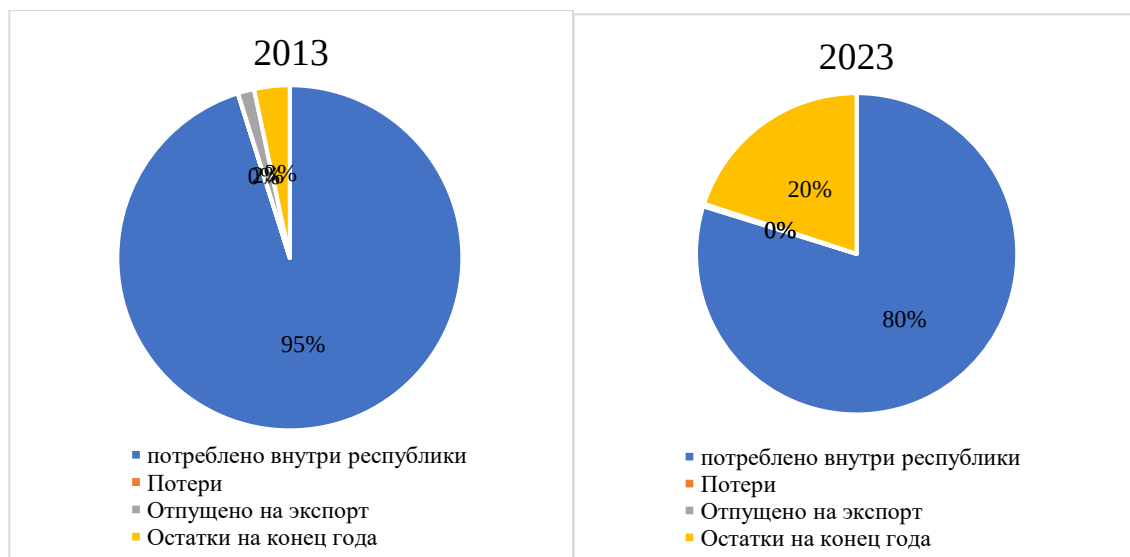


Рисунок 2.30 - Структура формирования распределения дизтоплива за 2013 и 2023 гг.

В структуре потребления внутри страны основными потребителями являются транспорт 54%, сельское хозяйство 19,6%, строительно монтажные работы 4,81%, промышленность 19,4%. (рис. 2.31).

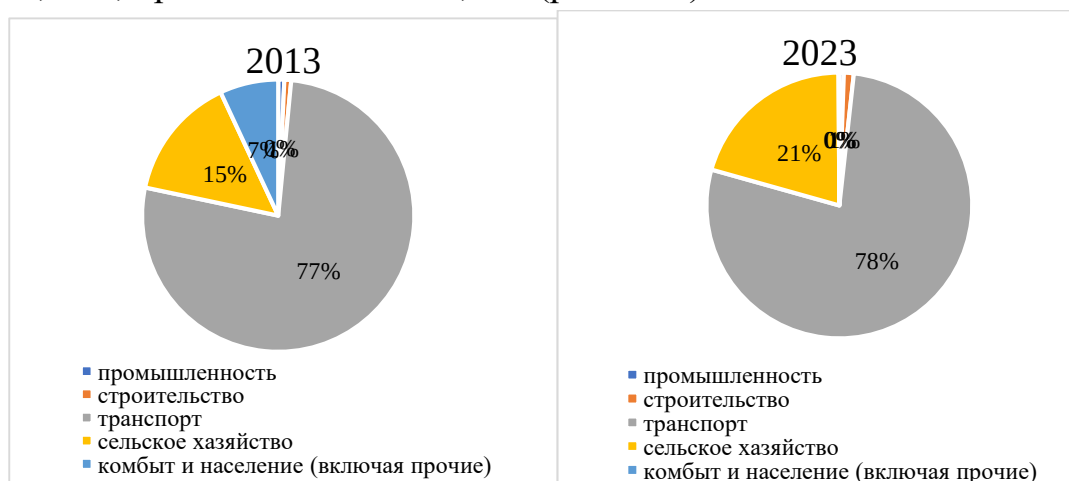


Рисунок 2.31 - Структура расходной части баланса дизтоплива за 2013 и 2023 гг., %

В 2013 году промышленность потребляла 4,9 тыс. тонн дизельного топлива, а в 2023 году этот показатель снизился до 2,7 тыс. тонн, что означает уменьшение на 44,9%. Строительство в 2013 году потребляло 5,5 тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель вырос до 6,0 тыс. тонн, что составляет увеличение на 9,1%. Транспорт в 2013 году потребил 521,3 тыс. тонн дизельного топлива, а в 2023 году этот показатель снизился до 386,8 тыс. тонн, что соответствует снижению на 25,8%. Сельское хозяйство в 2013 году потребляло 100 тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель вырос до 102,4 тыс. тонн, что указывает на рост на 2,4%. Комбыт и население (включая прочие) в 2013 году потребляли 47,2

тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель резко снизился до 0,5 тыс. тонн, что составляет уменьшение на 98,9%.

2.2.11 Анализ баланса бензина

В ресурсной части баланса автомобильного бензина КР в 2013 году общий объем составлял 717,4 тыс. тонн, а в 2023 году снизился до 624,8 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 12,9%. (табл. 2.12).

Анализ ресурсной части показывает, что за 2013-2023 гг. производство на НПЗ сократилось резко до 13% к 2021 г. Однако в отдельные годы наблюдается рост: в 2018 г. до 238 тыс.т и снижение до 20,7 тыс.т в 2021 г. (Рис. 2.29).

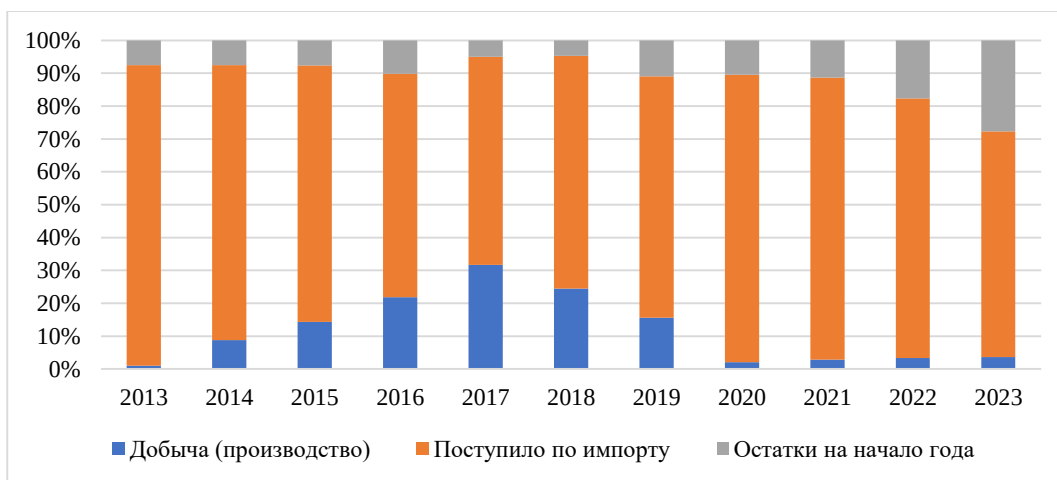


Рисунок 2.32 - Динамика формирования ресурсов бензина за 2013-2023 гг.

В 2013 году общий объем составлял 877,3 тыс. тонн, а в 2023 году снизился до 719,0 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 18,0%.

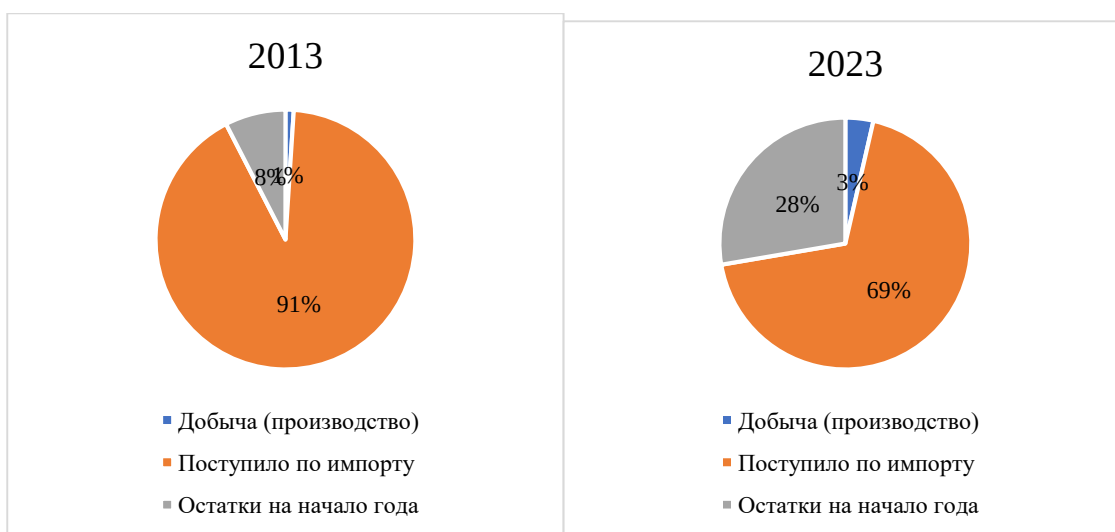


Рисунок 2.33 - Динамика и структура ресурсной части баланса бензина за 2010-2021гг.

Таблица 2.12 - Баланс автомобильного бензина, (тыс.тонн)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	877,3	738,8	801,6	783,4	740,3	892,6	660,5	629,5	721,1	731,8	719,0
Добыча (производство)	9,0	65,2	115,1	171,3	234,8	218,8	103,0	13,0	20,7	24,3	25,8
Поступило по импорту	802	618,4	625,3	532,9	468,5	632,2	485,3	550,7	618,6	578,4	494,1
Остатки на начало года	66,3	55,2	61,2	79,2	37,0	41,6	72,2	65,8	81,8	129,1	199,1
Распределение	877,3	738,8	801,6	783,4	740,3	892,6	660,5	629,5	721,1	731,8	719,0
Потреблено внутри республики	804,5	652,0	689,7	739,0	691,5	791,8	576,4	545,1	590,9	531,6	610,1
в том числе:											
на преобразование в другие виды энергии	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в качестве материала на производство и нетопливные нужды	2,5	8,5	2,0	0,4	0,3	0,1	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
на непосредственное потребление в качестве топлива	802,0	643,5	687,7	738,6	691,2	791,7	576,1	544,8	590,9	531,6	610,1
в том числе:											

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
на производство промышленной продукции	0,9	1,5	1,6	1,6	2,2	2,6	1,3	0,4	0,5	0,1	0,0
на строительно-монтажные и буровые работы	9,1	7,1	0,7	0,8	3,5	1,9	2,2	0,6	0,6	0,9	0,6
на работу транспорта (включая отпуск населению)	751,5	628,5	679,2	725,7	678,0	775,9	571,8	541,4	589,0	529,8	609,2
на сельскохозяйственные работы	0,6	0,3	0,3	0,4	0,1	2,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
на коммунальные и культурно-бытовые и прочие нужды	39,9	6,1	5,9	10,1	7,4	9,2	0,6	2,2	0,7	0,8	0,2
Потери	0,6	0,8	0,8	0,6	0,6	0,3	1,0	0,4	0,7	0,5	1,0
Отпущено на экспорт	17,0	24,8	31,8	6,8	6,6	28,3	17,3	2,2	0,4	0,6	6,7
Остатки на конец года	55,2	61,2	79,3	37,0	41,6	72,2	65,8	81,8	129,1	199,1	101,2

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

В 2013 году добыча составляла 9,0 тыс. тонн, а в 2023 году увеличилась до 25,8 тыс. тонн, что означает рост на 186,7%.

В 2013 году импорт составлял 802 тыс. тонн, а в 2023 году снизился до 494,1 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 21%.

В 2013 году остатки составляли 66,3 тыс. тонн, а в 2023 году выросли до 199,1 тыс. тонн, что означает увеличение на 200,2%.

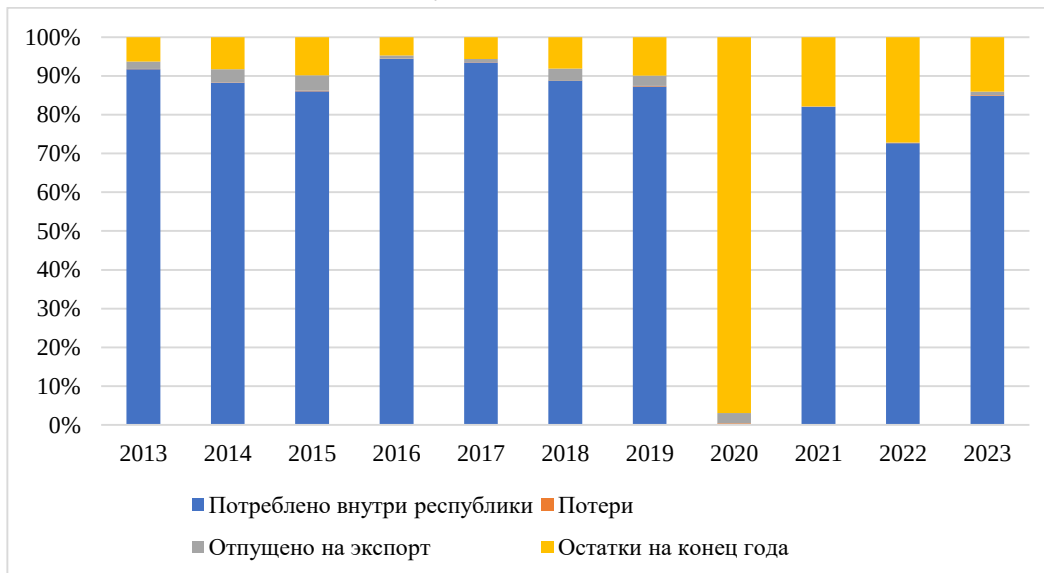


Рисунок 2.34 - Динамика расходной части баланса бензина за 2010-2021 гг.

Анализ баланса бензина динамики расходной части показывает о стабилизации доли потребления на уровне 86,7% (рис.2.34), в то время как за весь период наблюдался рост в отдельные годы свыше 800 в 2012 и 700 тыс.т в 2014г. В 2013 году общий объем распределения составлял 877,3 тыс. тонн, а в 2023 году он снизился до 719,0 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 18,0%.(рис.2.35)

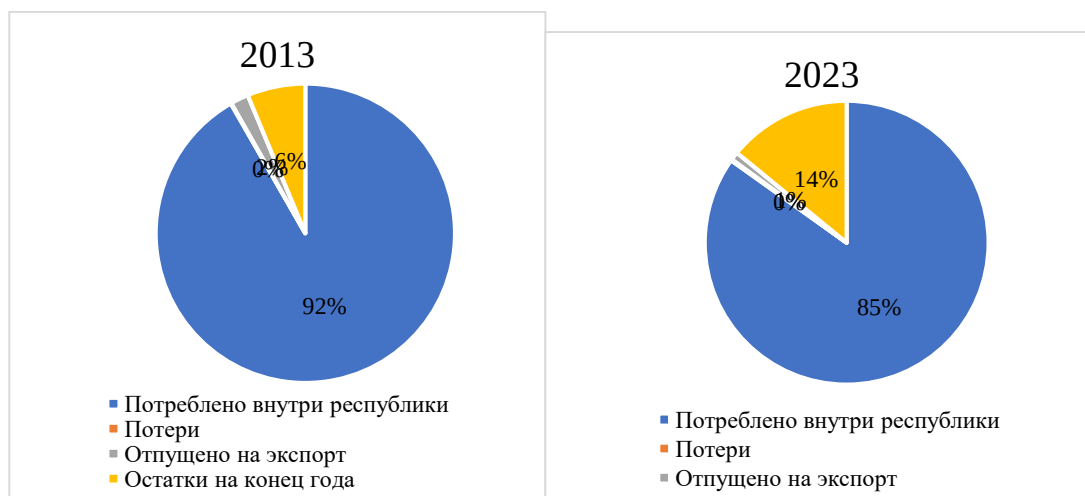


Рисунок 2.35 - Структура расходной части баланса бензина за 2013 и 2023 гг.

В 2013 году потребление составляло 804,5 тыс. тонн, а в 2023 году снизилось до 610,1 тыс. тонн, что означает уменьшение на 24,2%.

В 2013 году потери составляли 0,6 тыс. тонн, а в 2023 году увеличились до 1,0 тыс. тонн, что представляет рост на 66,7%.

В 2013 году на экспорт было отпущено 17,0 тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель снизился до 6,7 тыс. тонн, что означает уменьшение на 60,6%.

В 2013 году остатки на конец года составляли 55,2 тыс. тонн, а в 2023 году увеличились до 101,2 тыс. тонн, что представляет рост на 83,3%.

2.12 Анализ баланса топочного мазута

В структуре расходной части баланса топочного мазута производство их на НПЗ имеет тенденцию роста с 41,4тыс.т в 2013 г. и до 174,6 тыс.т в 2023 г., при этом рост производства его достигал максимума 136 тыс.т в 2015 г. и 156 тыс.т в 2018 г. (табл. 2.13).

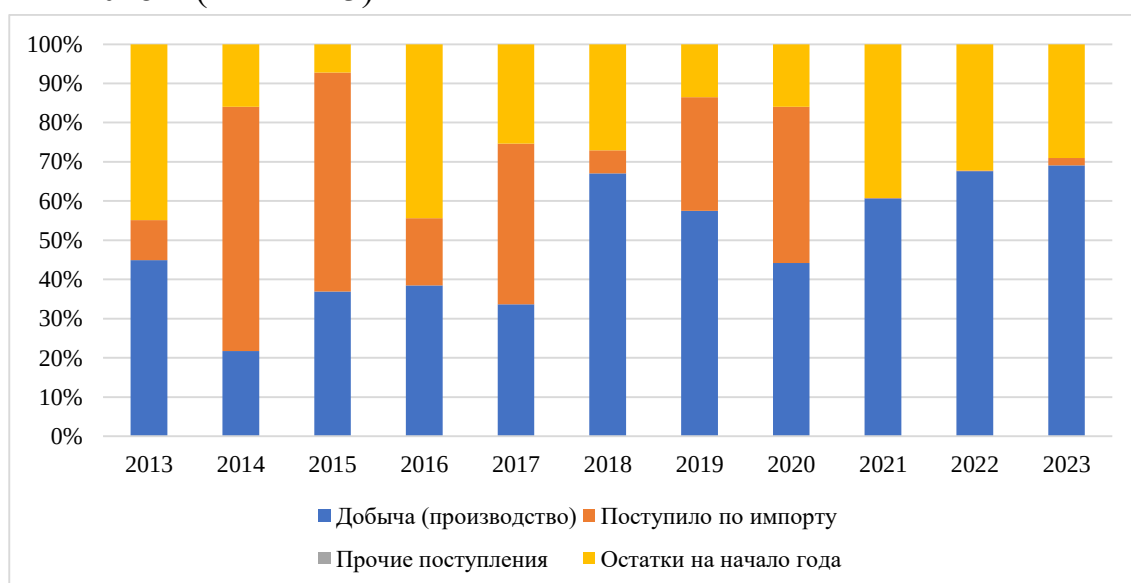


Рисунок 2.36 - Динамика формирования ресурсной части баланса топочного мазута за 2013-2031 гг.

Таблица 2.13 - Баланс топочного мазута, (тыс.тонн)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ресурсы	92,2	237,3	368,4	194,5	185,9	233,5	200,8	190,9	249,2	242,3	252,7
Добыча (производство)	41,4	51,5	136,0	74,9	62,6	156,5	115,4	84,3	151,3	163,9	174,6
Поступило по импорту	9,4	148,0	205,7	33,3	76,2	13,8	58,3	76,1	0,2	0,4	4,8
Прочие поступления	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Остатки на начало года	41,4	37,8	26,7	86,3	47,1	63,2	27,1	30,5	97,7	78,0	73,3
Распределение	92,2	237,3	368,4	194,5	185,9	233,5	200,8	190,9	249,2	242,3	252,7
Потреблено внутри республики	51,7	203,6	282,2	147,0	115,4	172,6	126,1	61,7	43,0	45,2	49,9
в том числе:											
на преобразование в другие виды энергии	31,1	185,4	231,9	83,2	39,1	97,3	96,0	33,9	35,3	40,7	34,7
в качестве материала на производство и нетопливные нужды	1,3	0,5	1,3	0,3	0,2	0,2	0,3	2,2	0,2	0,1	0,2

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
на непосредственное потребление в качестве топлива	19,3	17,7	48,9	63,5	76,1	75,1	29,8	25,6	7,5	4,4	15,1
в том числе:											
на производство промышленной продукции	8,9	9,3	38,1	23,3	30,9	14,7	12,9	15,2	6,2	3,2	12,5
на строительно-монтажные и буровые работы	1,7	1,6	0,9	0,5	0,7	0,7	1,5	0,6	0,3	0,4	0,4
на работу транспорта	0,09	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
на сельхоз работы	1,5	0	1,8	1,4	1,2	-	-	-	-	0,1	0,1
на комбыт (включая отпуск населению)	7,1	6,8	8,1	38,3	43,3	59,7	15,4	9,8	1,1	0,7	2,1
Потери	0,7	6,6	-	-	-	0,1	0,1	0,8	0,0	-	0,1
Отпущено на экспорт	2	0,4	-	0,4	7,2	33,7	44,1	30,7	128,2	123,9	118,3
Остатки на конец года	37,8	26,7	86,2	47,1	63,3	27,1	30,5	97,7	78,0	73,3	84,4

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс за ряд лет

В структуре ресурсной части баланса собственная добыча увеличилась с 21,7% в 2013 г. и до 60,7% в 2024 г. на местных НПЗ. Соответственно снизилась доля импорта с 23% в 2013 г. до 0,36 % в 2023 г., которая также достигала максимума в отдельные годы до 148 в 2014 г. и 205 в 2015 г.

В 2013 году общий объем ресурсов мазута составлял 92,2 тыс. тонн, а в 2023 году увеличился до 252,7 тыс. тонн, что представляет рост на 174%, , что в основном связано с увеличением внутренней добычи (рис. 2.37).

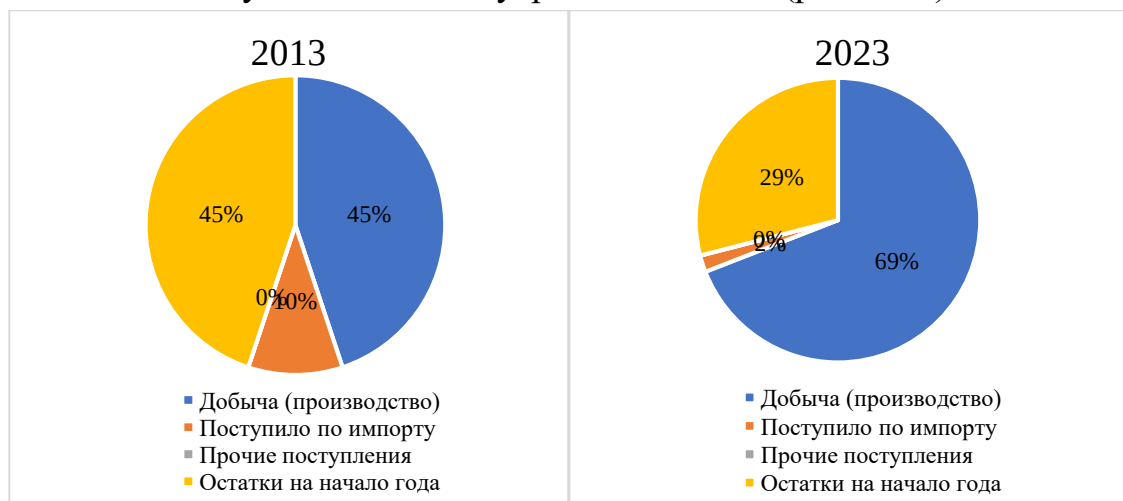


Рисунок 2.37 - Структура ресурсной части баланса топочного мазута за 2013 и 2023 гг.

В 2013 году добыча составляла 41,4 тыс. тонн, а в 2023 году выросла до 174,6 тыс. тонн, что означает значительное увеличение на 321,6%.

В 2013 году импорт составлял 9,4 тыс. тонн, а в 2023 году снизился до 4,8 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 48,9%.

В 2013 и 2023 годах прочих поступлений не наблюдалось (0 тыс. тонн).

В 2013 году остатки на начало года составляли 41,4 тыс. тонн, а в 2023 году увеличились до 73,3 тыс. тонн, что представляет рост на 77%.

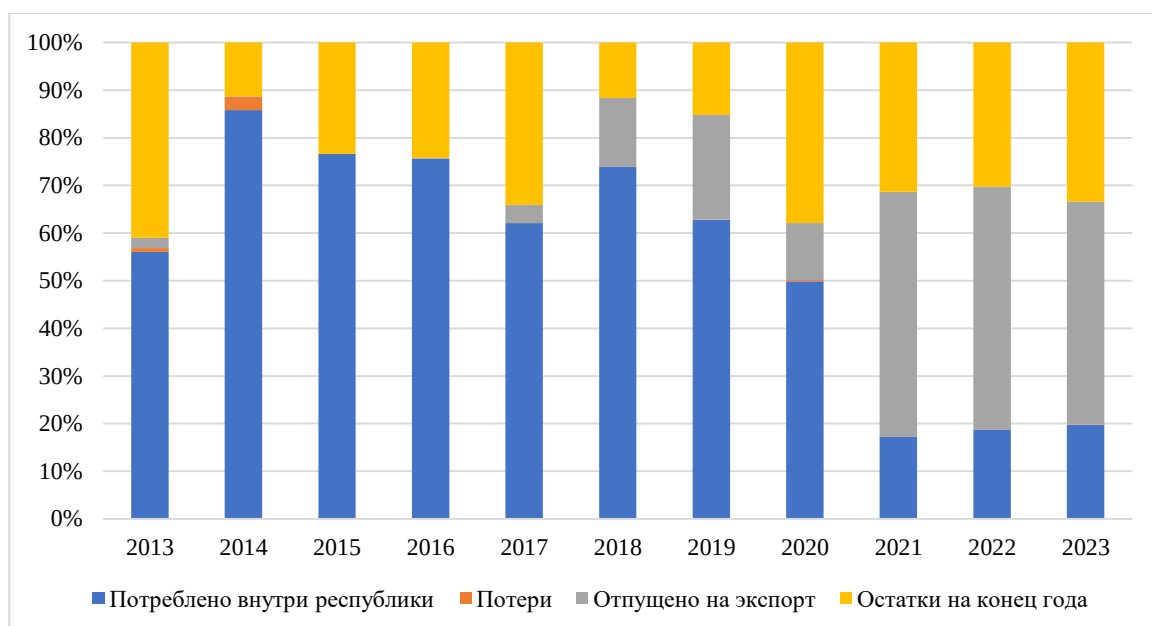


Рисунок 2.38 - Динамика распределения топочного мазута за 2013 -2023 гг.

В 2013 году общий объем распределения составил 92,2 тыс. тонн, а в 2023 году увеличился до 252,7 тыс. тонн, что представляет рост на 174%, главным образом за счет значительного роста экспорта.



Рисунок 2.35 - Структура распределения топочного мазута в 2013 и 2023 гг.

В 2013 году потребление внутри республики составляло 51,7 тыс. тонн, а в 2023 году снизилось до 49,9 тыс. тонн, что представляет уменьшение на 3,5%.

В 2013 году потери составляли 0,7 тыс. тонн, а в 2023 году снизились до 0,1 тыс. тонн, что означает уменьшение на 85,7%.

В 2013 году на экспорт было отправлено 2 тыс. тонн, а в 2023 году этот показатель увеличился до 118,3 тыс. тонн, что представляет значительный рост на 5815%.

В 2013 году остатки на конец года составляли 37,8 тыс. тонн, а в 2023 году увеличились до 84,4 тыс. тонн, что представляет рост на 123%.

2.3. Оценка развития отраслей топливно-энергетического комплекса и энергетический кризис

Анализ развития отраслей ТЭК: Электроэнергетика и ее развитие осуществляют энергокомпании ОАО «Электрические станции» (ОАО «ЭС») по производству электрической и тепловой энергии, ОАО «Национальные электрические сети Кыргызстана» (ОАО «НЭСК») по передаче, распределению по электрическим сетям 0,4-500 кВ, ОАО «Чакан ГЭС» по производству электроэнергии малыми ГЭС. **В состав ОАО «ЭС»** входят 7 ГЭС и 2 ТЭЦ, суммарная установленная мощность на 1.01.2023 г. составила - 3967,6 МВт. С 2022г. в состав ОАО «ЭС» вошло ОАО «Бишкектепосеть». Основные генерирующие мощности Атбашинская ГЭС мощностью 45,6 МВт, Камбаратинская ГЭС-2 - 120 МВт и Нижне-Нарынский каскад ГЭС, включающий Токтогульскую ГЭС-1200МВт, Курпсайскую ГЭС-800МВт, Таш-Кумырскую ГЭС-450МВт, Шамалдысайскую ГЭС-240МВт, Учкурганскую ГЭС-180МВт, расположенных на территории Джалал-Абадской области, суммарной установленной мощностью 3095 МВт, а также ТЭЦ г.Бишкек и г.Ош суммарной мощностью 862 МВт. Таким образом, Кыргызская Республика обладает достаточными запасами органических топливно-энергетических ресурсов, но их добыча и использование остаются на низком уровне. Известно 70 месторождений и залежей угля, запасы которых оцениваются в 6,4 млрд тонн. Уровень освоения промышленных запасов угля составляет 0,14%. Промышленные запасы нефти и природного газа незначительны: нефти - 88,506 млн т, извлекаемых - 11,16 млн т, природного газа - 4203,9 млн м³. По абсолютным показателям гидроресурсного потенциала и концентрации этих ресурсов на своей территории Кыргызская Республика занимает третье место среди стран СНГ после России и Таджикистана. В целом использование гидроресурсов позволяет покрыть внутренние потребности страны и обеспечить экспорт в соседние государства.

Общий объем потенциальных гидроэнергетических ресурсов Кыргызской Республики: 268 зарегистрированных рек, 97 крупнейших каналов и 18 водохранилищ, что составляет 28 828 тыс. кВт по мощности и 143 млрд кВтч по выработке электроэнергии в год средней водности. Сегодня используется 10 % существующих возможностей. По оценкам Института водных проблем и гидроэнергетики.

С 2014 года потребление электроэнергии в КР уже превышало собственное производство на 1,9-5,3%. Однако в 2017-2020 годах объемы собственного производства электроэнергии были достаточны для обеспечения

собственного электропотребления (без учета существующего неудовлетворенного спроса, который оценивается примерно в 10% от текущего электропотребления). В конце 2023 года, с наступлением маловодного периода, объем импорта электроэнергии составил 3,489 млрд. кВт.ч.

По данным Национального статистического комитета Кыргызской Республики в табл. 2.14 представлен объем произведенной и импортированной электроэнергии.

Таблица 2.14. – Объем произведенной и импортированной электроэнергии в Кыргызской Республике

Наименование	2020	2021	2022	2023
Произведено электроэнергии, млн. кВт.ч	15404	15 138	13 882,5	13 839,3
Поступило из-за пределов республики, млн. кВт.ч	352,6	1683	2 806,4	3 488,8
Потребленная электроэнергия, млн. кВт.ч	15457	16 274,6	16 138,9	17 189,7

Так, в 2023 году производство электроэнергии было меньше на 1564,7 млн. кВт.ч или на 10,16% меньше по сравнению с 2020 годом. В то же время потребление электроэнергии в 2023 году увеличилось на 1732,7 млн. кВт.ч или на 11,2 % по сравнению с 2020 годом.

Следует отметить, что в Кыргызской Республике более 90 % электроэнергии вырабатывается на гидроэлектростанциях и зависит от природно-климатических условий и водности бассейна реки Нарын и ее притоков. Маловодные и многоводные циклы сменяют друг друга каждые 3-4 года. В то же время страна обладает значительным потенциалом возобновляемых ресурсов, большая часть которых остается неиспользованной. Развитие гидроэнергетики, включая малую гидроэнергетику, и солнечной энергетики было определено руководством страны как наиболее экономически приемлемое решение для обеспечения энергетической безопасности в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Анализ сбалансированности развития отраслей ТЭК показывает, что в настоящее время, сложившаяся экономическая ситуация в электроэнергетике КР характеризуется дефицитностью как по вводу мощностей, так и по финансовым ресурсам в развитие отрасли, что выражается в опережающих темпах роста расходов в целом по энергосистеме по сравнению с темпами роста доходов, который обусловлен тарифной политикой и убыточным состоянием отрасли.

В настоящее время сложившаяся экономическая ситуация в электроэнергетике КР характеризуется дефицитностью как по вводу мощностей, так и по финансовым ресурсам в развитие отрасли, что выражается в опережающих темпах роста расходов в целом по энергосистеме по сравнению с темпами роста доходов, который обусловлен тарифной политикой и убыточным состоянием отрасли. Дефицит в тарифе за счет ТЭЦ г.Бишкек и г. Ош привел к максимальному росту дефицита финансовых средств по энергосистеме. За 2022 г. дефицит средств ОАО «ЭС» составил - 6 991,4 млн сом. Отсутствие достаточных средств на ремонт и их модернизацию. ГАРТЭК при ПКР с большим дефицитом без каких-либо дотаций, а с 2022г . ДРТЭК при Минэнерго КР.

Несмотря на проведение в 2022 г. реформ на соединение с прибыльной ОАО Бишкекского предприятия тепловых сетей (БПТЭС) и отделения их с ТЭЦ с августа 2024 г. в ОАО ЭС темпы роста расходов за 2022-2024гг. в 2,43 раза опережают темпы роста доходов в 1,45раза и соответственно рост убытков табл. 2.15.

Таблица 2.15 Анализ финансово-экономических показателей ОАО ЭС**

Раздел бюджета	2021	2022	2023	2024
Доходы-всего	10918,8	13176,9	15937,8	11254.2
Затраты –		20243,3	32607,0	13179,5/
всего	13644,3			49215,3*
Дефицит бюджета (-)	-2626,5	-7066,3	-16669,5	1917,3/- 53198,5*
Себестоимость 1 кВт.ч	58,2	66,2	81,6	49.45
Себестоимость ГЭС1кВт.ч	16,7	19.6	21.1	22,2
Себестоимость ТЭЦ 1кВт.ч	319,1	354,4	465,0	340.3
Себестоимость 1 гкал тепла	1376,2	2043,1	3349.4	5793,0

*Данные с учетом выплат по кредитам банков

** Данные отчетов годовых ОАО ЭС

Дефицит бюджета сократился по производству электро- и теплоэнергии с 7066 млн.кВт.ч до -1917 млн.кВт.ч, однако с учетом выплат по кредитам возрос до 53198 млн.сом, которые образовались для покрытия дефицита денежных средств ОАО «ЭС» вынуждено было привлекать кредиты коммерческих банков и бюджетные ссуды на заготовку топлива и оплату импорта электрической энергии для обеспечения бесперебойного снабжения электрической энергией населения. В связи с недостатком денежных средств проводилась пролонгация просроченной задолженности по заемным средствам с переносом выплат на 2018-2035 гг.

Возросла также себестоимость теплоэнергии с 2043,1 сом в 2022 г. До 5793,0 сом за 1 Гкал в 2024 г. или почти в 3 раза, что и обусловило необходимость повышения тарифов на них. Себестоимость электроэнергии по ее производству имеет положительную тенденцию сокращения, однако с учетом выплат по кредитам и топливу для ТЭЦ возросло со 177,0 сом до 554,4 сом за 1 Гкал в 2024 г. (табл.2,1)

ОАО «НЭСК» является энергетической компанией, которая транспортирует электрическую энергию по высоковольтным и низковольтным сетям и крупным промышленным потребителям, а также является системным оператором, осуществляющим централизованное оперативно-диспетчерское управление и режимами межгосударственных и внутриреспубликанских потоков электрической энергии и мощности.

На балансе ОАО «НЭСК» находятся высоковольтные электрические сети, включающие:

- воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ общей протяженностью 7641 км;
- подстанции напряжением 110 – 500 кВ в количестве 199 единиц, в т.ч. подстанции напряжением 110 кВ – 181, подстанции напряжением 220 кВ – 14 и подстанции напряжением 500 кВ – 4;
- более 70 тыс. км распределительных сетей 10-0,4кВ, 518 единиц подстанций 35 кВ.

К ОАО «НЭСК» в результате проведения реформ в его состав вошли ОАО «Северэлектро», ОАО «Востокэлектро», ОАО «Жалалабадэлектро», ОАО «Ошэлектро» на основании решения внеочередного собрания акционеров от 27.07.2022г. в составе 8 ПЭС: Чуйское ПЭС, Таласское ПЭС, Нарынское ПЭС, Жалалабадское ПЭС, Иссык-Кульское ПЭС, Ошское ПЭС, Баткенское ПЭС, Бишкекское ПЭС.

По состоянию на 01.01.2023г. ОАО «НЭСК» обслуживает 1524317 абонентов, в том числе бытовых потребителей 1419347, что составляет 93,1%, не бытовых 104970 или 6,9%; по республике установлено 286 778 счетчиков АСКУЭ, в том числе у бытовых потребителей 238 860, у не бытовых 47 918 и является недостаточным..

За последние годы в связи с ростом нагрузки в период прохождения ОЗП наблюдались перегрузки сетей до 45-53% в 2020-2022гг. по вине соседних энергосистем. Максимумы потребления по мощности зафиксированы в энергосистеме КР 3274 МВт в 2020г. и 3317 МВт в 2021г. Выдача мощности другим энергосистемам с учетом контрактных обязательств и регулирующей мощности составила 74 МВт в час максимума.

Несмотря на объединение НЭСК с РЭК в 2022г., убытки сохраняются - 1820,6 млн.соми связаны они с выплатой основной суммы долга за кредиты и процентов за них.

Баланс электроэнергии за 2022г. в сетях 110-220-500 кВ показывает, что поступление в сеть составило 15807,7 млн.кВтч и снизилось против плана на 84,8 млн.кВтч. Технические потери составили 782,1 млн.кВтч или 4,95% и снизились против 2021г. 5,14%, что объясняется снижением поступления электроэнергии в сети на 130,76 млн.кВтч, а также уменьшением передачи электроэнергии ПЭС в сети 35 кВ и ниже. Передача на экспорт электроэнергии составила 550 млн.кВтч, в том числе в Казахстан 250 млн.кВтч, в Узбекистан 300 млн.кВтч. Была осуществлена передача импортируемой электроэнергии в объеме 2806,45 млн.кВтч, что на 1 122,86 млн.кВтч больше, чем в 2021г.

Баланс электроэнергии в сетях 0,4-35 кВ показывает, что суммарное поступление электроэнергии составило 12884,8 млн.кВтч и ниже на 140,9 млн.кВтч, чем в 2021г. Потери электроэнергии составили 1562,7 млн.кВтч или 12,13% при утвержденных 12,01%, рост на 30,2 млн.кВтч. Полезный отпуск потребителям составил 11251 млн.кВтч и возрос на 84,8 млн.кВтч против плана.

Положительным фактором является снижение потерь в электрических сетях 110-220-500 кВ с 5,32% в 2018г. до 5,14% в 2021г. и до 4,95% в 2022г.

Суммарные доходы в 2022г. с учетом присоединения получены в сумме 19 830,4 млн.сом. с ростом против плана на 1251,2 млн.сом, в том числе за регулирование частоты, транзит, поставка внеплановой энергии составила 17,2 млн.сом. при плане 8,5 млн.сом.

Общая сумма затрат, расходов и финансовых обязательств составила в 2022г. 21 750 млн.сом. и снижена против плана на 1 708,3 млн.сом. Чистый совокупный убыток составил 1 761,3 млн.сом, против 2 469,9 млн.сом. в 2021г.

Дебиторская задолженность составила на 1.01.2023г. 4 572 млн.сом, в том числе от основной деятельности 65%, от инвестиционных проектов 1 605 млн.сом.; кредиторская задолженность составила 11 724 млн.сом, в том числе по инвестиционным проектам 2 798 млн.сом. Из запланированных капвложений в сетях 0,4-500 кВ в сумме 6 798 млн.сом. освоено 87% от плана.

Энергосистема КР работает параллельно с энергосистемами соседних государств в ОЭС Центральной Азии по магистральным сетям 220-500 кВ в едином энергетическом, параллельном режиме со стандартной частотой электрического тока 50 Гц. Через магистральные сети Казахстана имеется выход на энергосистему Российской Федерации. КР является потенциальным экспортером электроэнергии в Казахстан, Узбекистан и КНР.

В связи с вышеперечисленным необходимо повышение доходов и обеспечения прибыли в ОАО «ЭС» и ОАО «НЭСК» за счет:

- установления регулятивным органом экономически обоснованных тарифов на электро- и теплоэнергию из расчета обеспечения их безубыточности;
- сокращения расходов и экономии средств за счет нормирования всех затрат энергетическими компаниями по производству, передаче и распределению электро- и теплоэнергии со снижением потерь до нормативного уровня;
- сокращения технических рисков и выделения средств за счет прибыли на техническое перевооружение отрасли;
- привлечения инвестиций на вводы новых мощностей ГЭС, ТЭС и ВИЭ для обеспечения растущего спроса на электроэнергию;
- повышения финансовой устойчивости, платежеспособности и ликвидности основных средств энергокомпаний;
- обеспечения развития цифровых технологий, умных приборов учета и установления распредкомпаниями АСКУЭ.

Финансово-экономическая деятельность ОАО НЭСК и ОАО Северэлектро, ОАО Востокэлектро, ОАО Ошэлектро и ОАО Джалабадэлектро за период после реструктуризации 2002-2022 гг. характеризовалась их финансовой неустойчивостью, неликвидностью и нерентабельностью и принесла убытки отрасли. В связи с чем были проведены реформы по их объединению в одну энергокомпанию ОАО НЭСК.

Несмотря на объединение НЭСК с РЭК в 2022г., убытки возросли с (-)1820,6 млн.сом до (-)4 611 млн.сом в 2024 году или в 2,5 раза и связаны они с выплатой основной суммы долга за кредиты и процентов за них. При этом доходы возросли в 1,48 раза или с 22568 млн.сом до 32470 млн.сом, расходы в 1,5 раза или с 24690 млн.с в 2023г. до 37082 млн.с в 2024 году. Средневывыставленный тариф возрос с 171,3 тыйин/кВт.ч в 2022 г. до 194,1 тыйин/кВт.ч. в 2024 г. или на 13%. Отрицательным фактором является рост потерь в электрических сетях 110-220-500 кВ с 4,95% в 2022г. до 5,36% в 2023г. до 5,48% в 2024г., что выше нормативных 4% для высоковольтных и 8% для низковольтных электрических сетей.

Суммарные доходы в 2022 г. с учетом присоединения получены в сумме 19830,4 млн.с с ростом против плана на 1251,2 млн.с, в том числе за регулирование частоты, транзит, поставка внеплановой энергии составила 17,2 млн.с. при плане 8,5 млн.с. Доходы возросли до 22568 млн.с в 2023 г и до 32470 млн.с в 2024 г. или за последние три года в 1,63 раза.

Общая сумма затрат, расходов и финансовых обязательств составила в 2022 г. - 21750 млн.с. и снижена против плана на 1708,3 млн.с. Расходы в 2022 г. возросли до 24690 млн.с и к 2024 г. возросли до 37082 млн.с или за последние три года в 1,5 раза.

Чистый совокупный убыток в 2022 г. составил 1761,3 млн.с, против 2 469,9 млн.с в 2021 г. и возрос к 2023 г. до 2122 млн.с и до 4611 млн.с к 2024 г. или в 2,6 раза.

Дебиторская задолженность составила на 1.01.2023г. 4572 млн.с, в том числе от основной деятельности 65%, от инвестиционных проектов 1605 млн.с; кредиторская задолженность составила 11724 млн.с, в том числе по инвестиционным проектам 2798 млн.с. Из запланированных капвложений в сетях 0,4-500 кВ в сумме 6798 млн.с освоено 87% от плана.

Таким образом, проведенные реформы не принесли ожидаемой прибыли несмотря на повышение тарифов для населения с 0,7 сом в 2022 г. до 1,0 сом в 2023 г. и до 1.1 сом в 2024 г., а также возросли тарифы для всех категорий потребителей.

В ОАО «Чакан ГЭС» установленная мощность малых ГЭС, составляет 39,1 МВт с выработкой электроэнергии 142,5 млн.кВт.ч в год. ОАО «Чакан ГЭС» является самым крупным производителем электроэнергии среди малых ГЭС в КР и накопил огромный опыт в сфере эксплуатации малых ГЭС. Доля выработки ОАО «Чакан ГЭС» в общем производстве электроэнергии страны в 2022г. составила около 0,9%. Себестоимость электроэнергии составила 277 тыйын/кВт.ч и возросла против 2020г. в 2,35 раза, при росте среднотарифного тарифа в 2 раза или с 106 тыйын. в 2020 г. до 202 тыйын/кВт.ч в 2022гг. Доходы соответственно возросли и составили 299,716 млн.сом. Расходы увеличились до 387,46 млн.сом. убытки составили 87,747 млн.сом. Основной проблемой в эксплуатации электростанций ОАО «Чакан ГЭС» является высокий уровень износа.

Выводы. В настоящее время в КР деятельность энергокомпаний по производству, передаче и распределению электроэнергии не в состоянии обеспечить оптимальный уровень надежности энергоснабжения потребителей, ввиду происходящих изменений как внешних, так и внутренних вызовов. К внешним относятся погоднo-климатические и экологические условия, мировая ценовая политика на энергоресурсы; к внутренним - тарифы на энергоносители, не соответствующие затратам на производство и доставку их потребителям, в результате энергетика находится в кризисном состоянии. Для выхода из него Президентом КР введен режим чрезвычайной ситуации(ЧС).

2.3.2. В теплоэнергетике централизованное теплоснабжение осуществляется в четырех городах. Теплоснабжение осуществляется от ТЭЦ в г.Бишкек и г.Ош, в остальных городах и регионах котельными ГП «Кыргызтеплоэнерго», КП «Бишкектеплоэнерго» мэрии г.Бишкек, Ошское МП «Теплоснабжение».

За последние десять лет выработка теплоэнергии ТЭЦ и котельными возросла незначительно до 3,138 млнГкал в 2022г. Высокая степень изношенности оборудования способствовала нерациональному расходу топлива и росту выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. С ростом цен на топливо себестоимость тепловой энергии возросла на ТЭЦ г. Бишкек и г. Ош за этот период в 3,1 раза, а с учетом доставки по тепловым сетям в 4,7 раза. Себестоимость теплоэнергии за 2012-2022гг. превышает установленные тарифы для потребителей, что привело к ежегодному дефициту финансовых средств и к убыткам ОАО «ЭС».

Основными проблемами в системе централизованного теплоснабжения г.Бишкек является дефицит тепла (250-300 Гкал.ч), связанный с высокими темпами роста потребления (10-20 Гкал.час ежегодно) и присоединением новых потребителей к тепловым сетям. Проводимая реконструкция ТЭЦ г.Бишкек не удовлетворит растущую потребность в тепловой энергии в перспективе, для этого необходима дополнительная генерация тепловой энергии.

Также необходимы масштабные целевые инвестиции в реконструкцию теплосетевого комплекса г. Бишкек, в обеспечение средствами учета тепла и горячей воды, в реконструкцию индивидуальных тепловых пунктов и насосных станций, так как износ основных фондов в ОАО «Бишкектеплосеть» превысил в среднем 77%, на балансе которого находится 454,1 км тепловых сетей. Из них 345,62 км или 76,1% отработали нормативный срок и требуют замены, необходимый объем капремонта и реконструкции тепловых сетей должен составлять 15-20 км или 450-600 млн.сом. в год, а в целом для снижения процесса старения трубопроводов на первом этапе необходимы реконструкция и капремонт 150-200 км тепловых сетей.

Теплоснабжение малых и средних городов осуществляется котельными ГП «Кыргызтеплоэнерго», а также котельными муниципальных и промышленных предприятий, министерств и ведомств КР. ГП «Кыргызтеплоэнерго» - предприятие коммунально-энергетической отрасли, обеспечивает услугами отопления и горячего водоснабжения население, социальную сферу и коммерческие структуры 27 городов, районных и курортных центров шести областей КР. Количество абонентов, подключенных

к центральному теплоснабжению, составляет 45 849, в том числе: население 44 867 абонентов; бюджетные организации 281, из них: учебные заведения - 79, детские сады – 44, другие бюджетные организации - 158; коммерческие - 701. За 2022г. количество новых подключенных абонентов составило 2 696 ед.

На балансе ГП «Кыргызтеплоэнерго» имеется 143 котельные и 343,4 км тепловых сетей, в том числе: в Чуйской области 43 котельных и 193,4 км; в Иссык-кульской области - 32 и 50,14 км тепловых сетей; Нарынской области - 29 и 8,09 км; в Джалал-Абадской области – 31 и 70,06 км; в Ошской - 8 и 4,2 км; в Таласской - 5 и 16,71 км тепловых сетей. Ежегодно вырабатывается 500-550 тыс. Гкал тепловой энергии себестоимостью 3000-7000 сом/Гкал. Тариф для населения составляет 1 134,76 сом/Гкал, а бюджетные и коммерческие потребители осуществляют плату по себестоимости. Разница между тарифом для населения и ее себестоимостью покрывается за счет госбюджета через дотационные выплаты. За последние годы произошло увеличение субсидий на заготовку топлива и ремонтно-восстановительные работы, котельные работают на 20-50% установленной мощности, что ведет к потерям на уровне 25% от ее выработки, а также к авариям из-за снижения к.п.д, и соответственно к росту удельных норм расхода. В результате в структуре затрат стоимость топлива составляет 70-75% так же, как и на ТЭЦ г.Бишкек. Кроме того, ведется работа по переводу котельных ГП «Кыргызтеплоэнерго» на альтернативные виды топлива (уголь и природный газ) в целях уменьшения нагрузки на электрические сети республики. В перспективе необходимо переходить на ВИЭ и биотопливов сельской местности с целью сокращения потребления угля и соответственно выбросов парниковых газов в окружающую среду (ОС).

Коммунальное предприятие “Бишкектеплоэнерго” осуществляет теплоснабжение в западной части г. Бишкек и обслуживает 65 котельных с протяженностью тепловых сетей 140,1 км, из них 60% с истекшим сроком эксплуатации и требуют замены. При этом нет средств на капремонт, а производится только текущий ремонт. С 2012г. ведется масштабная работа по реконструкции оборудования на котельных.

В Ошском муниципальном предприятии “Теплоснабжения” при мэрии г. Ош функционируют 80 котельных, из которых 17 на электроэнергии, 63 на угле с суммарной выработкой 71,0233 тыс. Гкал. и протяженностью тепловых сетей 60,7 км. Ежегодно выделяются субсидии на покрытие разницы тарифа и себестоимости теплоэнергии в размере свыше 100 млн.сом., которые имеют тенденцию роста до 169,7 млн.сом. в 2021г. за счет городского бюджета.

Анализ систем теплоснабжения показал, что существуют проблемы:

- высокая степень износа до 75% и более (при нормативном 15-25%), и низкой энергоэффективности и высокие потери;
- отсутствие программ и схем теплоснабжения малых городов;
- отсутствие у населения приборов учета теплоэнергии и горячего водоснабжения (ГВС);
- отсутствие у предприятий теплоснабжения финансовых средств на поддержание и развитие инфраструктуры;
- государственное субсидирование затрат на тепловую энергию;
- непривлекательность сектора теплоснабжения для инвестиций на фоне низкоуглеродного пути развития и сокращения выбросов;
- тарифная политика, не отражающая реальную себестоимость тепловой энергии и ГВС для модернизации систем теплоснабжения.

Совершенствование государственной политики и регулирования в сфере теплоснабжения должно быть направлено на реформирование системы управления предприятиями теплоснабжения, внедрение энергоэффективных технологий, в том числе ВИЭ, повышение финансовой устойчивости системы теплоснабжения, привлечение инвестиций, защиту окружающей среды и интересов потребителей.

2.3.3. В угольной промышленности Добычу угля осуществляют частные угольные компании и ГП «Кыргызкомур» с филиалом на разрезе Кара-Кече с запасами свыше 435 млн.т и с ростом добычи угля с 213,3тыс.т в 2020г. до 1 352,5тыс.т в 2022г. или в 6,3 раза. Произошли структурные сдвиги за счет роста добычи открытой разработки на разрезах Кара-Кече для снабжения углем ТЭЦ г. Бишкек и ГП «Кыргызтеплоэнерго».

Доходы за последние три года возросли с 809 млн.сом в 2020г. до 3 100 млн.сом в 2022г. или в 3,8 раза, расходы с 784,7 млн.сом до 3 601 млн.сом или в 4,58 раза, при этом себестоимость угля возросла незначительно с 1330 сом/тонну до 1 450 сом., прибыль незначительная и уменьшилась с 24,912 тыс.сом до 7,693 тыс.сом. Капвложения возросли с 227,9 млн.сом. до 1 016 млн.сом. или в 4,5 раза. Сложившийся баланс угля по данным Нацстаткома КР показывает, что основным потребителем является население 34%, ТЭЦ и котельные 33%, экспорт 33%.

Следует отметить, что в 2022г. в целом по угольной отрасли объем добычи угля составил 3,636 млн.т или 109% к уровню 2021г. При этом ГП «Кыргызкомур» при плане добычи угля 750,0 тыс.т обеспечила добычу в объеме 1,352 млн.т, а по вскрышным работам при плане 4,500 млн.м³ фактически 9,723 млн.м³. Данные показатели достигнуты благодаря промышленной разработке по вскрышным работам участка «Центральный»

буроугольного месторождения Кара-Кече. Также, для наращивания добычи угля в 2023г. ГП «Кыргызкомур» получило лицензии на разработку и разведку ряда угольных месторождений. В частности, это участок «Акулак» Мин-Кушского месторождения с балансовыми запасами более 69 млн.т угля, участок «Сулюкта-поле11» Сулюктинского буроугольного месторождения с балансовыми запасами 114 млн.т, участки «Восточный» и «Западный» буроугольного месторождения Кара-Кече, буроугольное месторождения «Беш-Бурхан», каменноугольное месторождения «Кок-Жангак» участок «Маркай», углепроявление «Кара-Кабак-Балыкты», расположенный в Чон-Алайском районе Ошской области. В связи с этим, в настоящее время перед ГП «Кыргызкомур» стоит задача значительно увеличить добычу угля в среднесрочной перспективе до 1,5 млн.т в год. Прогнозируемые объемы добычи будут способствовать решению проблемы зависимости поставок импортного угля для тепловых электростанций и предприятий ТЭК.

2.3.4. В нефтегазодобывающей отрасли добыча нефти и природного газа составляет незначительные объемы и рост добычи нефти произошел за счет открытия новых и наращивания на существующих промыслах путем внедрения совершенных технологий.

ОАО «Кыргызнефтегаз» является единственным предприятием КР, осуществляющим свою производственную деятельность с полным циклом работ в нефтегазодобыче, и ведет работы на 14 лицензионных нефтегазовых месторождениях. Производственный цикл предприятия включает: разведку, бурение скважин (нефтяных, газовых), эксплуатацию (добыча нефти и природного газа), транспортировка и переработка нефти с дальнейшей реализацией нефтепродуктов. Кроме этого, предприятие реализует добытый природный газ населению и промышленным предприятиям городов Жалал-Абад, Майли-Суу, Кочкор-Ата, Ноокенского района.

Добыча газа имеет тенденцию сокращения до 22,8 млн.м³ к 2023г. Покрытие потребности осуществлялось за счет увеличения импорта до 378 млн.м³.

ОсОО «Газпром-Кыргызстан» взял на себя обязательства вложить в кыргызскую газовую инфраструктуру 20 млрд.руби в настоящее время ведет работу по реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации КР до 2030г., одобренной Правительством КР. Ключевой задачей ОсОО «Газпром-Кыргызстан» в КР является бесперебойное обеспечение потребителей природным газом.

ОсОО «Газпром Кыргызстан» за время деятельности построено более 1,1 тыс. километров распределительных газопроводов в 42 жилых массивах и населенных пунктах с охватом 45 тыс. домохозяйств.

Завершены проекты по модернизации газоснабжающей системы для обеспечения стабильности и бесперебойности поставок природного газа:

- строительство и реконструкция 112 км магистрального газопровода «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы»;
- реконструкция газораспределительных станций Бишкек-2, Сокулук, Токмок, Кант;
- реконструкция 67 км газопровода отвода «Бишкек-Кант-Токмок»;
- строительство свыше 32 тыс.м² производственных зданий;
- парк автотехники обновлен на 80%;
- проведен капитальный ремонт свыше 100 малонадежных газопроводов.

Объем реализации природного газа ОсОО «Газпром Кыргызстан» за 2022г. составил 387,4 млнм³, за 2021г. 340,5 млнм³, наблюдается увеличение на 14%.

В перспективе ОсОО «Газпром Кыргызстан» в рамках инвестиционной деятельности планируется продолжить активное строительство (100-200 км ежегодно) распределительных газопроводов в жилых массивах и населенных пунктах КР (Табл. 2.16).

Таблица 2.16. Планируемая Инвестиционная программа ОсОО «Газпром Кыргызстан» на 2023–2024гг. (в данном плане возможны корректировки)

Наименование	Количество домов (ед.)
Распределительные газопроводы	22 569
ПИР+СМР	11 854
н.п. Военно-Антоновка	4 078
н.п. Новопокровка	4 263
н.п. Ак-Босого	3 513
СМР	10 715
ж.м. Кырман	667
н.п. Новопавловка	5 311
ж.м. Токолькош	752
ж.м. Ала-Арча	680
ж.м. Ак-Тилек	225

ж.м. Ак-Тилек Турбаза	205
ж.м. Ак-Тилек 2	216
ж.м. Бакай-Ата	1 201
н.п. Селекционное	748
н.п. Селекционное	748
Квартал № 6 г. Бишкек "Товарная"	230
Квартал № 20 г. Бишкек "Верх. Кок-Жар"	230
Квартал №83 г. Бишкек "Попеновка"	250
ИТОГО	22 569

Достижения и проблемы

В электроэнергетике износ основных фондов и высокий уровень потерь, отставание темпов роста производства электроэнергии от темпов роста их потребления, опережение темпов роста расходов над темпами роста доходов, рост дефицита электроэнергии и мощности, тарифы на электро- и теплоэнергию ниже себестоимости их производства, передачи и потребления и соответственно рост дефицита финансовых средств, высокий уровень долговых обязательств и низкая платежеспособность энергетических компаний, непривлекательность сектора для инвестиций на фоне низкоуглеродного пути развития и сокращения выбросов; тарифная политика, не отражающая реальную себестоимость электрической и тепловой энергии, а также горячее водоснабжение для модернизации систем электро- и теплоснабжения.

В угольной отрасли произошел рост добычи угля, что дало возможность возмещения дефицита энергоносителей у населения и бюджетных организаций, а также стабильного обеспечения углем с разреза Кара-Кече на ТЭЦ г.Бишкек и рост экспорта в соседние страны. Рост объема добычи угля достигнут за счёт осуществления следующих мер:

- развития мощностей предприятий, разрабатывающих бурого угольные месторождения «Кара-Кече» и «Мин-Куш» на основе наращивания объемов поставок местных углей для ТЭЦ г.Бишкек;
- восстановления связей с соседними государствами по экспорту кыргызских углей в КНР, РУз, РТ;
- сохранение и наращивание объемов поставок угля на цементные предприятия для использования в технологических целях на юге страны.

В нефтегазовой промышленности сохранены объемы добычи нефти и газа за счет применения технологий горизонтального бурения скважин и разработки третьего пласта бурения месторождения Майлы-Суу-Восточный Избаскент.

Улучшено **газоснабжение** страны и регионов согласно реализованным инвестиционным программам ОсОО «Газпром Кыргызстан» за счет строительства газопроводов среднего и низкого давления более 753 км, доступа к подключению к газовым сетям более 40 тыс. домовладений в соответствии с градостроительными нормами и правилами.

Газификация регионов республики с увеличением добычи угля позволит диверсифицировать ТЭБ, снизить зависимость республики от одного источника - электроэнергии.

В электроэнергетике: техническое перевооружение и обновление основных фондов, финансовое оздоровление, обеспечение финансовой устойчивости, платежеспособности, ликвидности и рентабельности энергетического производства; обеспечение ускоренного сооружения Камбаратинской ГЭС-1, СЭС, ВЭС и МГЭС с созданием резерва мощности и устранением дефицита электроэнергии.

В угольной отрасли: снижение углеродоемкости от сжигания топлива, а также развитие угольной и углеперерабатывающей отраслей необходимы новые инновационные технологии обогащения и производства бездымных брикетов; налаживания межгосударственных связей по увеличению экспорта в соседние республики; налаживание производства на 300 тыс.т удобрений (карбамида и аммиачной селитры) с использованием углей месторождений “Тегене” в Джалабадской области.

В нефтегазовой отрасли: необходимо сохранить существующие объемы добычи нефти и газа путем восстановительных работ и ежегодного введения в эксплуатацию 20-25 новых скважин; увеличить объемы работ разведочного этапа для обеспечения прироста запасов газа в объеме - 1,3 млн.м³, нефти – 300 тыс.т; выполнить реконструкцию действующих НПЗ на выпуск нефтепродуктов экологических стандартов К-4 и К-5.

В сфере газоснабжения: необходимо устранить отставания реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации КР на период до 2030г.

В региональном разрезе проблемы энерго- и топливоснабжения весьма существенны, необеспеченными собственными ТЭР остаются по-прежнему Чуйская и Таласская области.

Проблемы повышения энергообеспеченности регионов КР необходимо срочно решать за счёт развития ВИЭ; проведения энергосберегающей политики малозатратными методами, повышения энергоэффективности производства, общественных зданий и жилых домов с сокращением выбросов парниковых газов (ПГ); разработки мероприятий по реконструкции отопительных котельных и создания локальных систем теплоснабжения.

ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ОТРАСЛЕЙ РЕАЛЬНОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ И РЕГИОНОВ С УЧЕТОМ УСТОЙЧИВОГО ИХ РАЗВИТИЯ

Приступая ко второй фазе необходимо составить ряд альтернативных сценариев развития отраслей ТЭК по выводу страны из энергетического кризиса.

Сценарии развития отраслей ТЭК строятся на основе сценариев прогноза спроса на энергоносители. Анализ альтернативных моделей будущего, чтобы создать согласованную и наиболее желательную перспективную модель Кыргызской энергосистемы с внедрением ВИЭ.

3.1 Прогноз тенденций изменения спроса на электроэнергию, индикаторов устойчивого энергопользования и возможности экономии электроэнергии в перспективе

Прогноз спроса на электроэнергию по методологии долгосрочного прогнозирования индикаторов устойчивого энергопользования ООН с учетом многолетнего опыта прогнозирования данных индикаторов в научно-исследовательской работе по следующим этапам [13, 14, 17, 22]:

- Определение факторов, оказывающих наибольшее воздействие на спрос на электроэнергию в долгосрочной перспективе: рост ВВП и численности населения, и прогноз данных показателей до 2040 года.

- Проведен расчет показателей электроемкости ВВП за 2015-2023 годы по следующей формуле⁶:

$$\text{Эл}_{\text{ВВП}} = \text{Потр}_{\text{э}i} / \text{ВВП}_i,$$

где Потр_{эi} – потребление электроэнергии за i-тый год;

ВВП_i – ВВП за i-тый год.

При прогнозировании потребности в электроэнергии, варьируя темп снижения электроемкости ВВП, можно определить наиболее приемлемые

⁶Касымова, В.М. Энергоэффективность и устойчивое развитие Кыргызской Республики [Текст] / В.М. Касымова. – Бишкек: Изд-во КРСУ, 2005. – 268 с.

темпы роста электропотребления отраслями реального сектора экономики. При этом необходимо сохранить следующие тенденции: сокращение электроемкости продукции в реальном секторе экономики; увеличение потребления электроэнергии на душу населения;

- Проведен прогноз электроемкости ВВП по трем сценариям (табл. 3.1)

1. Пессимистический – ежегодное сокращение электроемкости ВВП на 1% в 2023-2040 гг.;

2. Умеренный – ежегодное сокращение электроемкости ВВП на 2% в 2023-2040 гг.;

3. Ускоренный – ежегодное сокращение электроемкости ВВП на 1% в 2023-2040 гг., при более высоких темпах роста ВВП.

Таблица 3.1 – Сценарии спроса на электроэнергию до 2040 года*

Наименование сценария	Спрос	ВВП	Энергоэффективность	Численность населения
Пессимистический сценарий	Низкий	Рост на 84,2% к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Сокращение электроемкости ВВП на 21,7% к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Рост на 101,2% в год
Умеренный сценарий	Средний	Рост в 2,6 раза к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Сокращение электроемкости ВВП на 34,7% к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Рост на 101,5% в год
Ускоренный сценарий	Высокий	Рост в 2,6 раза к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Сокращение электроемкости ВВП на 21,7% к 2040 году по сравнению с 2015 г.	Рост на 101,7% в год

*Таблица составлена авторами по результатам прогноза

На рис. 3.1 представлен прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при пессимистическом сценарии. Так, при росте ВВП на 102% в год до 2030 года и на 103% в год до

2040 года и росте численности населения на 101,2% ежегодно рост потребления электроэнергии составит 101% ежегодно до 2030 года и на 102% ежегодно до 2040 года или с 13534 млн.кВтч в 2021 году до 14871,1 млн.кВтч в 2030 году и 18074,6 млн.кВтч в 2040 году.

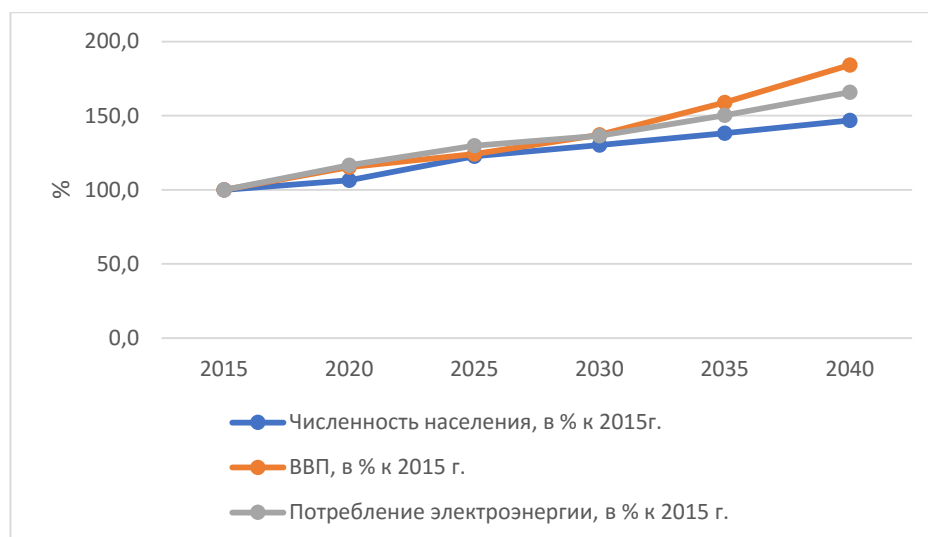


Рисунок 3.1 - Прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при пессимистическом сценарии

На рис. 3.2 представлен прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при умеренном сценарии. Так, при росте ВВП на 104% в год до 2030 года и на 105% в год до 2040 года и росте численности населения на 101,5% ежегодно рост потребления электроэнергии составит 101,9% ежегодно до 2030 года и на 102,9% ежегодно до 2040 года или с 13534 млн.кВтч в 2021 году до 16947,7 млн.кВтч в 2030 году и 22556,1 млн.кВт.ч в 2040 году.

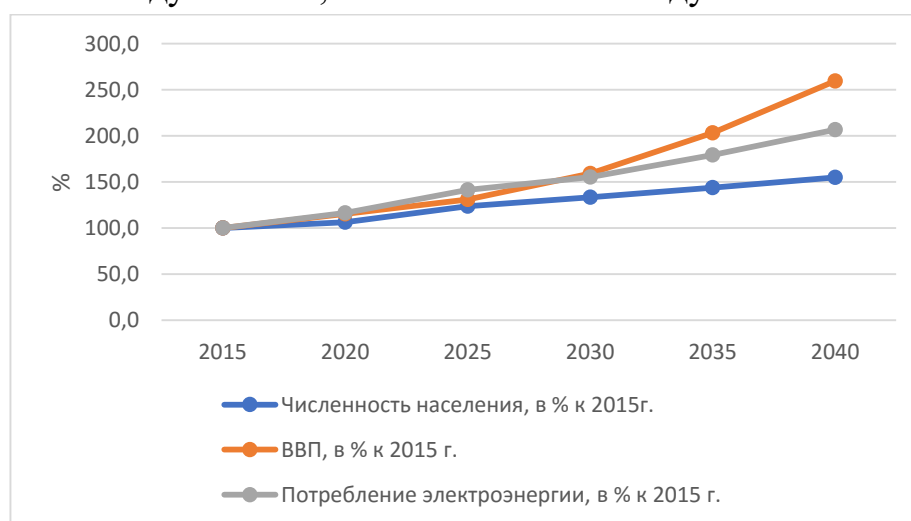


Рисунок 3.2 - Прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при умеренном сценарии

Учитывая, что данный сценарий мы предлагаем в качестве базового, в соответствии с Техническим заданием сравним полученные результаты с результатами прогнозирования спроса международными компаниями в рамках проектов, финансируемых Азиатским Банком Развития (Разработка Генерального плана развития энергетики КР, CESI) и Всемирным Банком (Исследование тарифов и финансовой устойчивости энергетического сектора, ECA, JuruEnergy).

Таблица 3.2 - Прогноз спроса на электроэнергию по базовому сценарию по различным методологиям до 2040 года, ГВтч

Год	ECA, Juru Energy	CESI	Исполнитель	ССТП до 2025г.
2025	16,878	17,342	15,410	14,897
2030	19,577	19,442	16,948	
2040	26,341	24,642	22,256	

Источник: ECA Analysis, CESI Masterplan for the Kyrgyz Republic, ССТП

Прогнозы, данные нами, ниже прогнозов, предложенных международными компаниями, в связи с тем, что, во-первых, мы не учитывали потери электроэнергии, так как они не влияют на формирование ВВП, в отличие от методологий, использованных международными компаниями. Во-вторых, нами использована методология расчета индикаторов устойчивого энергопотребления. Таким образом, мы учли необходимость устойчивого сокращения электроемкости ВВП для выполнения обязательств по сокращению выбросов углекислого газа (CO₂).

На рис. 3.3 представлен прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при ускоренном сценарии. Так, при росте ВВП на 104% в год до 2030 года и на 105% в год до 2040 года и росте численности населения на 101,7% ежегодно рост потребления электроэнергии составит 103% ежегодно до 2030 года и на 104% ежегодно до 2040 года или с 13534 млн.кВтч в 2021 году до 18381,6 млн.кВтч в 2030 году и 27078,7 млн.кВтч в 2040 году.

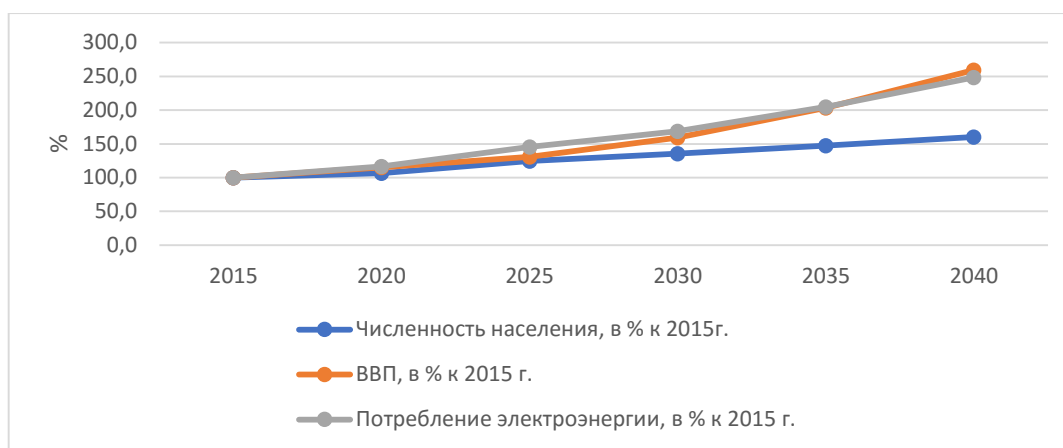


Рисунок 3.3 - Прогноз темпов роста ВВП, численности населения и потребления электроэнергии до 2040 года при умеренном сценарии

Исходя из аналитических и прогнозных расчетов по пессимистическому сценарию структура электропотребления будет способствовать устойчивой тенденции сокращения электроемкости ВВП с ППС с 0,031 кВт. ч / 1000 сомов в 2015 г. до 0,027 кВт. ч / 1000 сомов в 2030 г. и до 0,024 кВт. ч / 1000 сомов в 2040 г. В итоге электроемкость ВВП сократится на 21,7% в 2040 г. по сравнению с 2015 г.

По умеренному сценарию структура электропотребления будет способствовать устойчивой тенденции сокращения электроемкости ВВП с ППС с 0,031 кВт. ч / 1000 сомов в 2015 г. до 0,025 кВт. ч / 1000 сомов в 2030 г. и до 0,02 кВт. ч / 1000 сомов в 2040 г. В итоге рост уровня сокращения электроемкости ВВП составит 34,7% в 2040 г. по сравнению с 2015 г.

По ускоренному сценарию структура электропотребления будет способствовать устойчивой тенденции сокращения электроемкости ВВП с ППС по аналогии с пессимистическим сценарием с 0,031 кВт. ч / 1000 сомов в 2015 г. до 0,027 кВт. ч / 1000 сомов в 2030 г. и до 0,024 кВт. ч / 1000 сомов в 2040 г. В итоге рост уровня сокращения электроемкости ВВП составит 21,7% в 2040 г. по сравнению с 2015 г. (рис. 3.4).

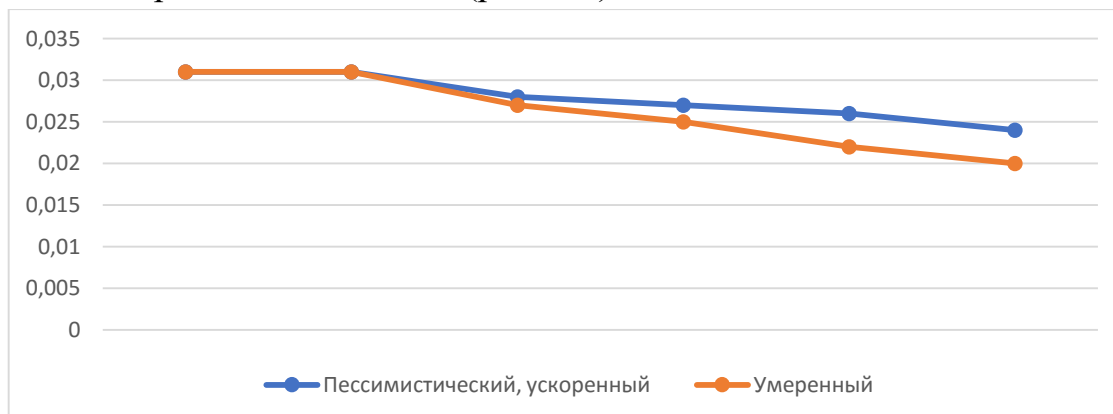


Рисунок 3.4 - Прогноз электроемкости ВВП до 2040 года

По пессимистическому сценарию прогноз индикаторов устойчивого энергопользования по отношению к 2015 г. характеризуется следующими показателями (рис.3.5):

- рост спроса на электроэнергию составит 101% ежегодно до 2030 года и далее 102% ежегодно до 2040 года или на 38,2% в 2025 году по сравнению с 2015 г., на 45,1% в 2030 году по сравнению с 2015 г., на 60% в 2035 году по сравнению с 2015 г. и на 76,4% в 2040 году по сравнению с 2015 г.;

- рост потребления электроэнергии на душу населения составит 12,6% в 2025 году по сравнению с 2015 г., 11,4% в 2030 году по сравнению с 2015 г., 15,7% в 2035 году по сравнению с 2015 г. и 20,2% в 2040 году по сравнению с 2015 г. или с 1,8 тыс.кВтч/чел до 2,1 тыс.кВтч/чел;

- экономия электроэнергии за счет энергосберегающего развития начнется с 2030 года – 78,4 млн.кВтч: в 2035 году составит 935,8 млн.кВтч и в 2040 году – 2016,0 млн.кВтч.

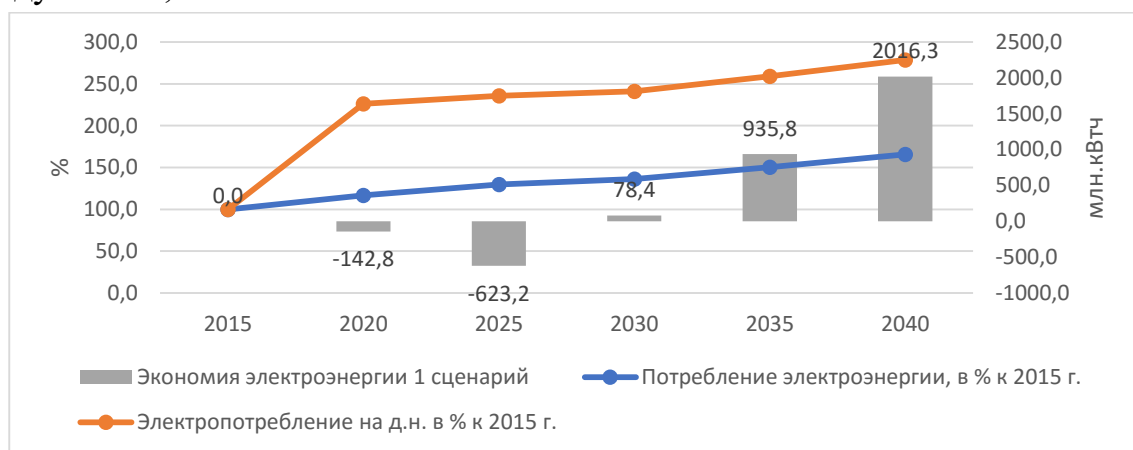


Рисунок 3.5 - Динамика показателей потребления электроэнергии, электропотребления на душу населения и экономии электроэнергии за период 2015-2040 гг. по пессимистическому сценарию

По умеренному сценарию прогноз индикаторов устойчивого энергопользования по отношению к 2015 г. характеризуется следующими показателями (рис. 3.6);

- рост спроса на электроэнергию по сравнению с 2015 г. составит 101,9% ежегодно до 2030 года и далее 102,9% ежегодно до 2040 года или на 41,3% в 2025 году, на 55,4% в 2030 году, на 79,3% в 2035 году по сравнению с 2015 г. и на 106,8% в 2040 году;

- рост потребления электроэнергии на душу населения по сравнению с 2015 г. составит 14,1% в 2025 году, 16,5% в 2030 году, 24,8% в 2035 году и 33,6% в 2040 году или с 1,8 тыс.кВтч/чел до 2,5 тыс.кВтч/чел;

- экономия электроэнергии за счет энергосберегающего развития начнется с 2029 года и в 2030 году составит– 413,5 млн.кВтч, в 2035 году 2605,9 млн.кВтч и в 2040 году – 5723,4 млн.кВтч.

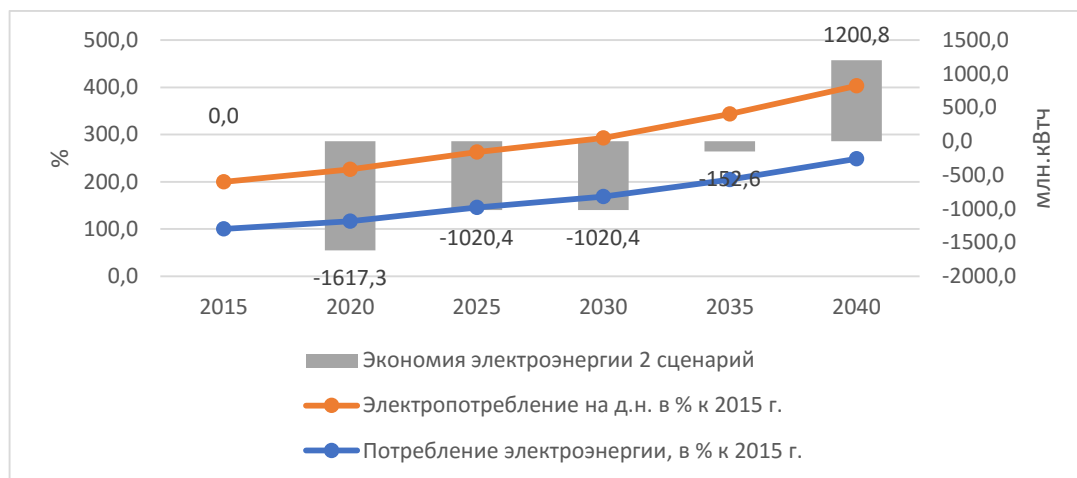


Рисунок 3.6 - Динамика показателей потребления электроэнергии, электропотребления на душу населения и экономии электроэнергии за период 2015-2040 гг. по умеренному сценарию

По ускоренному сценарию прогноз индикаторов устойчивого энергопользования по отношению к 2015 г. характеризуется следующими показателями (рис. 3.7):

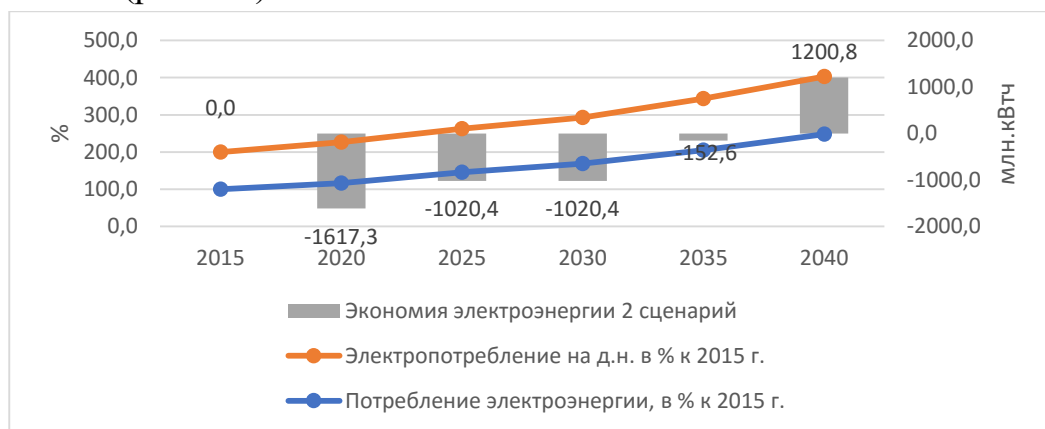


Рисунок 3.7 - Динамика показателей потребления электроэнергии, электропотребления на душу населения и экономии электроэнергии за период 2015-2040 гг. по ускоренному сценарию

- рост спроса на электроэнергию по сравнению с 2015 г. составит 103% ежегодно до 2030 года и далее 104% ежегодно до 2040 года или на 45,7% в 2025 году, на 68,5% в 2030 году, на 104,5% в 2035 году и на 148,3% в 2040 году;

- рост потребления электроэнергии на душу населения по сравнению с 2015 г. составит 17% в 2025 году, 24,4% в 2030 году, 38,8% в 2035 году по и 54,8% в 2040 году или с 1,8 тыс.кВтч/чел до 2,9 тыс.кВтч/чел;

- экономия электроэнергии за счет энергосберегающего развития начнется с 2036 года – 74,1 млн.кВтч и в 2040 году – 1200,8 млн.кВтч.

Достижение вышеуказанных темпов снижения электроемкости ВВП позволит обеспечить повышение энергоэффективности развития реального сектора экономики, позволяющее свести к минимуму рост потребления электроэнергии.

Для выхода из энергетического кризиса и обеспечения энергетической безопасности необходимо Министерству энергетики КР внедрить в практику планирования и прогнозирования макроэкономические индикаторы – энерго- и электроемкость ВВП и валовая продукция на отраслевом уровне.

Составление прогнозного баланса электроэнергии и формирование сценариев торговли электроэнергией требуют моделирования спроса не только на основе годового объема потребления электроэнергии, но и расчета и описания почасового профиля нагрузок в течение всего года для моделирования ежедневных, еженедельных и сезонных колебаний нагрузки.

3.2 Прогноз спроса на электроэнергию по отраслям экономики

Секторальный анализ, основанный на подходе конечного энергопользования (электроэнергии), особенно интересен, поскольку он позволяет учитывать технологические прорывы и выявлять виды использования электроэнергии, которым следует отдавать приоритет в целях снижения спроса на электроэнергию либо ежегодно, либо в определенные периоды высокого спроса.

Разбивка по отраслям выполнена в соответствии со структурой Баланса электроэнергии по утвержденной форме Нацстаткома Кыргызской Республики в соответствии со среднеарифметическими значениями доли каждой отрасли за ретроспективный период (Рис. 3.8):



Рисунок 3.8 - Средняя доля отраслей в общем потреблении электроэнергии за 2015-2023 гг.

Исходя из допущений по расчетам средней структуры электропотребления по отраслям за ретроспективный период, нами выполнен прогноз электропотребления по отраслям экономики до 2040 года с учетом основных драйверов спроса на электроэнергию (демография, валовый внутренний продукт, тарифы на электроэнергию, средние доходы бытовых потребителей) и целей по декарбонизации. Внимание уделено ожидаемым технологическим прорывам, которые могут оказать значительное влияние на спрос в долгосрочной перспективе, таким как внедрение новых транспортных инфраструктур на основе электрической тяги (например, междугородние высокоскоростные поезда, ...), а также возможное развитие электромобилей и других возможных технологий.

В дальнейшем необходима оценка перспектив декарбонизации транспорта, теплоснабжения, отраслей промышленности, сельского хозяйства (особенно производство аммиака и удобрений), а также строительства путем электрификации.

Складывающиеся тенденции в экономике будут оказывать влияние на структуру ВВП по отраслям экономики, где, как и раньше, основную долю будут занимать отрасли, оказывающие услуги – 46,6 %, доля отраслей, производящих товары – 40,0 %, а растущие показатели прироста населения сохраняют тенденцию, где основным потребителем электроэнергии являются население и сектор ЖКХ.

Прогноз потребления электроэнергии по пессимистическому сценарию показан на рис3.9.

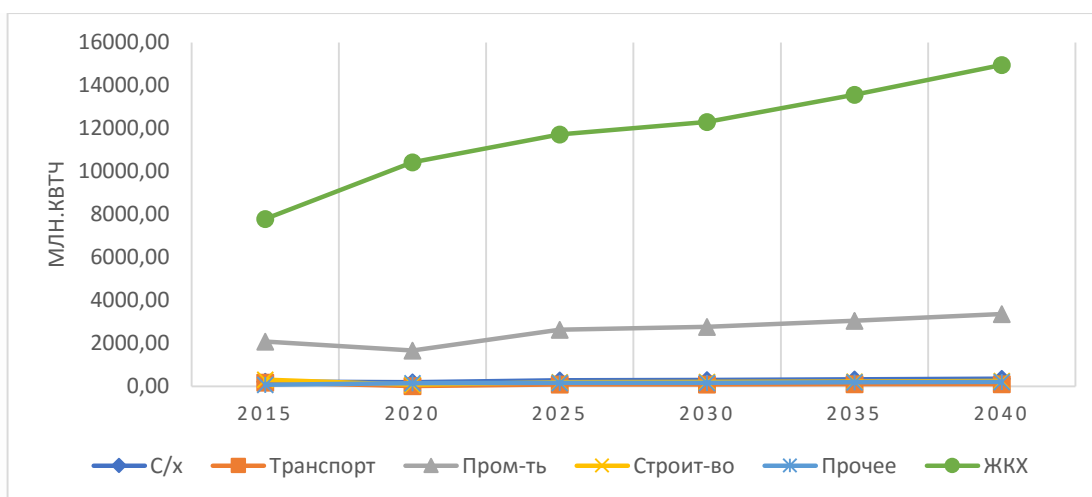


Рисунок 3.9 - Прогноз потребления электроэнергии по отраслям по пессимистическому сценарию на период до 2040 года

Так, в соответствии с подходом «Сверху вниз», на основании прогнозируемых темпов роста потребления электроэнергии по стране, темп роста потребления электроэнергии по отраслям составит 101% до 2030 года и далее 102%. Потребление электроэнергии в секторе ЖКХ, включая население, возрастет с 10,5 млрд..кВтч в 2021 году до 12,3 млрд..кВтч в 2030 году и 14,96 млрд..кВтч в 2040 году или в 1,4 раза с увеличением показателя потребления электроэнергии на душу населения.

Рост потребления электроэнергии промышленными потребителями составит с 2,37 млрд..кВтч в 2021 г. до 2,77 млрд..кВтч в 2030 г. и 3,37 млрд..кВтч в 2040 г. или на 42%. Он будет сопровождаться замедленными темпами роста промышленного производства ввиду воздействия внутренних и внешних политических, финансово-экономических, экологических, энергетических и прочих рисков.

Рост потребления электроэнергии в сельском хозяйстве составит с 248,9 млн.кВтч в 2021 г. до 291,2 млн.кВтч в 2030 г. и 353,8 млн.кВтч в 2040 г. (на 42%), который будет сопровождаться замедленными темпами развития сельского хозяйства из-за внутренних (отток рабочей силы в другие страны, недостаток денежных средств, сложность получения кредита, негативное влияние экологической ситуации), и внешних факторов (отсутствие или сокращение рынков сбыта ввиду конфликтов, закрытия границ и прочих факторов, ужесточение требований ветеринарного и фитосанитарного контроля и т.д.).

Потребление электроэнергии транспортом вырастет с 72,9 млн.кВтч в 2021 г. до 85,3 млн.кВтч в 2030 г. и 103,6 млн.кВтч в 2040 г. или на 42%, и будет сопровождаться замедленными темпами развития электротранспорта,

ограничивающимся единичными проектами по приобретению электромобилей и электробусов, ввиду их более высокой стоимости, низким количеством заправочных станций, дефицитом электроэнергии.

Потребление электроэнергии в строительстве вырастет с 172,4 млн.кВтч в 2021 г. до 201,6 млн.кВтч в 2030 г. и 245,1 млн.кВтч в 2040 г. или на 42%, и будет сопровождаться замедленными темпами развития строительства ввиду отсутствия инвестиций, например, по политическим причинам, низкого спроса на новое жилищное строительство и т.д.

Прогноз потребления электроэнергии по умеренному сценарию показан на рис. 3.10.

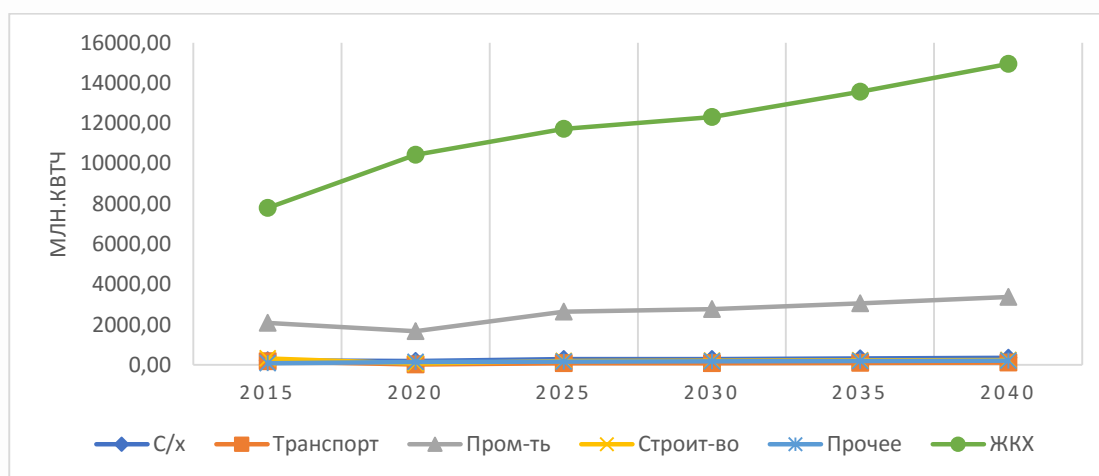


Рисунок 3.10 - Прогноз потребления электроэнергии по отраслям по умеренному сценарию на период до 2040 года

Так, в соответствии с подходом «Сверху вниз», на основании прогнозируемых темпов роста потребления электроэнергии по стране, темп роста потребления электроэнергии по отраслям составит 102% до 2030 года и далее 103%. Потребление электроэнергии в секторе ЖКХ, включая население, возрастет с 10,5 млрд.кВтч в 2021 году до 13,2 млрд.кВтч в 2030 году и 17,54 млрд.кВтч в 2040 году или в 1,67 раза с увеличением показателя потребления электроэнергии на душу населения.

Потребления электроэнергии промышленными потребителями составит с 2,37 млрд.кВтч в 2021 г. до 2,97 млрд.кВтч в 2030 г. и 3,95 млрд.кВтч в 2040 г. или на 67%, который будет сопровождаться высокими темпами роста промышленного производства ввиду проводимой политики по сдерживанию воздействия внутренних и внешних политических, финансово-экономических, экологических, энергетических и прочих рисков, включая монетарную и денежно-кредитную политику, мер по привлечению инвестиций наряду с усиленными мерами по энергоэффективности и

энергосбережению в соответствии с требованиями ЕАЭС, а также ратифицированных соглашений по климату.

Потребление электроэнергии в сельском хозяйстве вырастает с 248,9 млн.кВтч в 2021 г. до 311,71 млн.кВтч в 2030 г. и 414,9 млн.кВтч в 2040 г. или на 67%, и будет сопровождаться ускоренными темпами развития сельского хозяйства наряду с повышением энергоэффективности путем внедрения современных систем полива, посадки и сбора урожая, а также использования вторичного сырья, например, для получения биогаза и покрытия собственных потребностей в автономном электроснабжении.

Рост потребления электроэнергии транспортом составит с 72,9 млн.кВтч в 2021 г. до 91,3 млн.кВтч в 2030 г. и 121,5 млн.кВтч в 2040 г. или на 67% и будет сопровождаться умеренными темпами развития электротранспорта: более широкого использования электромобилей и электробусов.

Рост потребления электроэнергии в строительстве составит с 172,4 млн.кВтч в 2021 г. до 215,9 млн.кВтч в 2030 г. и 287,4 млн.кВтч в 2040 г. или на 67%, который будет сопровождаться ускоренными темпами развития строительства наряду с высокими требованиями по повышению энергоэффективности в зданиях и появлением новых более доступных энергоэффективных технологий.

Прогноз потребления электроэнергии по отраслям по ускоренному сценарию показан на рис. 3.11.



Рисунок 3.11 - Прогноз потребления электроэнергии по отраслям по ускоренному сценарию на период до 2040 года

Так, в соответствии с подходом «Сверху вниз», на основании прогнозируемых темпов роста потребления электроэнергии по стране по ускоренному сценарию, темп роста потребления электроэнергии по отраслям составит 103% до 2030 года и далее 104%. Потребление электроэнергии в

секторе ЖКХ, включая население, возрастет с 10,5 млрд..кВтч в 2021 году до 14,3 млрд..кВтч в 2030 году и 21,1 млрд..кВтч в 2040 году или в 2 раза с увеличением показателя потребления электроэнергии на душу населения.

Потребление электроэнергии промышленными потребителями вырастает с 2,37 млрд..кВтч в 2021 г. до 3,2 млрд..кВтч в 2030 г. и 4,7 млрд..кВтч в 2040 г. или в 2 раза и будет сопровождаться высокими темпами роста промышленного производства в связи с повышением регионального сотрудничества, притока инвестиций, благоприятной социально-политической и экономической обстановкой, при более низких темпах снижения электроемкости ВВП по сравнению с умеренным сценарием ввиду низких тарифов на электроэнергию и отсутствием целенаправленной государственной энергосберегающей политики.

Рост потребления электроэнергии в сельском хозяйстве составит с 248,9 млн.кВтч в 2021 г. до 338,1 млн.кВтч в 2030 г. и 498,1 млн.кВтч в 2040 г. или в 2 раза. Он будет сопровождаться ускоренными темпами развития сельского хозяйства ввиду благоприятной конъюнктуры рынка сбыта, благоприятных природно-климатических условий при более низких показателях энергоэффективности по сравнению с умеренным сценарием по причине низкой заинтересованности фермеров и сельхозпроизводителей при наличии соответствующих требований на государственном уровне.

Рост потребления электроэнергии транспортом составит с 72,9 млн.кВтч в 2021 г. до 99 млн.кВтч в 2030 г. и 145,9 млн.кВтч в 2040 г. (в 2 раза). Он будет сопровождаться ускоренным темпом развития электротранспорта: более широкого использования электромобилей и электробусов, а также строительством новой железной дороги с использованием электропоездов.

Рост потребления электроэнергии в строительстве составит с 172,4 млн.кВтч в 2021 г. до 234,2 млн.кВтч в 2030 г. и 345 млн.кВтч в 2040 г. (в 2 раза). Он будет сопровождаться ускоренными темпами развития строительства, включая реализацию крупных электроэнергетических проектов, наряду с более низкими требованиями по повышению энергоэффективности по сравнению с умеренным сценарием.

Для получения умеренных темпов роста электропотребления для обеспечения высоких темпов роста валовой продукции по отраслям, а также растущей потребности в электроэнергии населения с учетом его количественного роста и уровня жизни, необходима система управления спроса на энергоносители.

Согласно исследованиям Л.Д. Гительмана, Б.Е. Ратникова «сущность управления спросом заключается в целенаправленном и планомерном воздействии на объемы, структуру и режимы энергопотребления.

При этом повышение эффективности использования энергии и развитие генерирующих (сетевых) мощностей рассматриваются как взаимодополняющие способы энергообеспечения потребителей. Сэкономленная энергия выступает в качестве дополнительного ресурса, замещающего выработку (передачу) на новых установках. В результате активного воздействия на формирование спроса появляется возможность обеспечения потребителей дополнительной энергией с минимальными издержками. Основой такого подхода служит принцип согласования интересов энергокомпаний, потребителей и государства.

Анализ передового зарубежного опыта свидетельствует о том, что управление спросом должно основываться, с одной стороны, на рыночных принципах с учётом национальной специфики, а с другой стороны, воздействие на спрос должно обеспечить решение общегосударственных задач социально-экономического развития и исключить необоснованный ввод ограничений на электроснабжение потребителей.

Управление спросом может осуществляться в нескольких направлениях: правовое, организационное, экономическое и технико-технологическое. Самым результативным направлением воздействия на спрос на электроэнергию является экономическое, основным элементом которого является тарифная политика» [14].

В настоящее время тарифная политика не стимулирует ни энергокомпаний, ни потребителей к эффективному использованию электроэнергии. Таким образом, актуальной является задача по поиску новых подходов к установлению тарифов на электроэнергию, обеспечивающих не только компенсацию эксплуатационных и инвестиционных затрат энергокомпаний, но и эффективное управление спросом.

3.3 Прогноз максимального суточного потребления по электроэнергии

В рамках данного исследования предложено определять динамику роста максимумов суточного потребления электроэнергии Кыргызской энергосистемы, в млн.кВт.ч, на рассматриваемый период с 2023 года по 2040 год. Данная динамика основывается на анализе роста за различные периоды начиная с 1990 года по 2021 год, который показал различные темпы роста суточных максимумов потребления Кыргызской энергосистемы по электроэнергии. Так за периоды:

С 1990 по 2021 гг. среднегодовой рост максимального суточного потребления электроэнергии составил 4,26%, с 2000 по 2021гг. – 1,40 %. При этом за последние 11 лет прирост составил 21,3 млн.кВтч или 3,75 % в год в среднем, при этом общий прирост максимального суточного потребления по электроэнергии с 1991 по 2021гг., за 31 год составил только 31, 5 млн.кВтч. Такой неравномерный рост максимального суточного потребления Кыргызской энергосистемы объясняется многими факторами, такими как, отставание развития магистральных и распределительных сетей и малой или недостаточной трансформаторной мощности подстанций, как на высоком напряжении уровня 35-500 кВ, так и подстанций в распределительных сетях напряжением 0,4-10 кВ. И из-за их перегруза, как следствие ввод ограничений или сдерживание выдачи условий на электроснабжение новых производств и увеличение потребления потребителей.

На основании влияния опережающего сетевого строительства и более высоких темпов обновления распределительных и магистральных сетей и ПС на повышенный темпов роста годового потребления предлагается к рассмотрению вариант (2 %) с более высокими, чем за последние 20 лет, темпами роста максимального суточного потребления КЭ по электроэнергии, в размере 1,4%. Данные расчетов сведены в таблицу 4.15 и представлены графически на рис. 3.12.

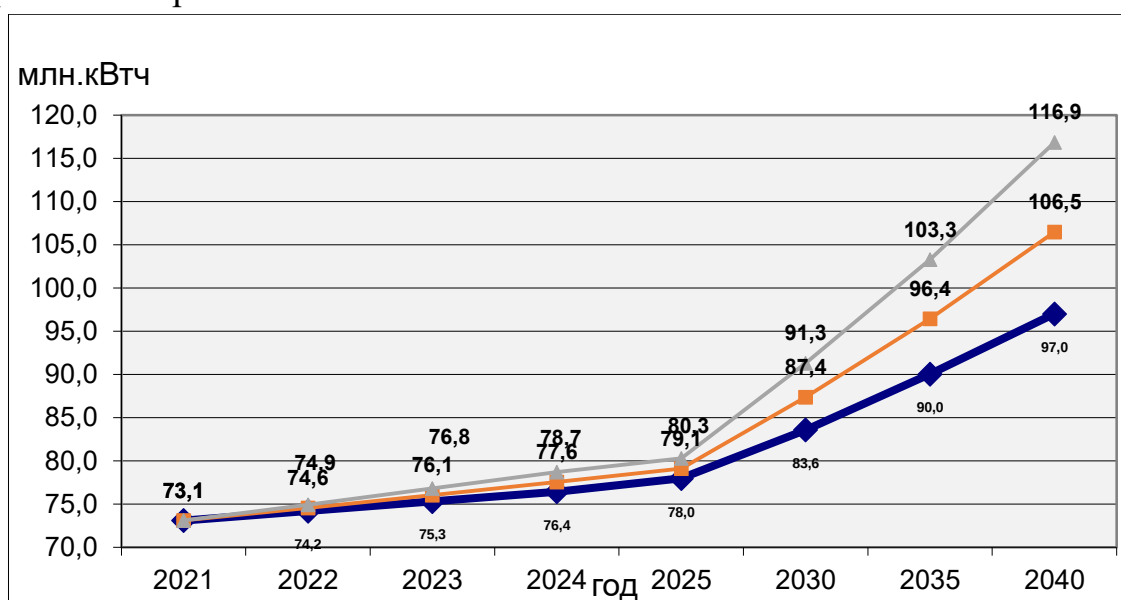


Рисунок 3.12 - Прогноз максимального суточного потребления электроэнергии энергосистемы Кыргызстана на 2021-2040гг. по трем сценариям (рост 1,5%, 2% и 2,5 % в год)

Анализ темпов роста максимального суточного потребления электроэнергии и годовых максимумов нагрузки по мощности показал, что с 2000 года темп

роста потребления электроэнергии опережает темп роста максимума нагрузки по мощности. Это произошло вследствие ввода ограничений потребителей по мощности в часы вечернего максимума нагрузок, из-за снижения пропускной способности магистральных и распределительных сетей и межсистемных линий в ОЭС ЦА.

Таблица 3.3 - Ожидаемый рост максимального суточного потребления электроэнергии, млн.кВт.ч.

Годы, Сценарии	2021 факт	2022 ожд	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Пессимистический	73,1	74,2	75,3	76,4	77,6	83,6	90,0	97,5
Умеренный	73,1	74,6	76,1	77,6	79,1	87,4	96,4	106,5
Оптимистический	73,1	74,9	76,8	78,7	80,7	91,3	103,7	116,9

Таким образом, возможный прирост суточного максимального потребления электроэнергии в энергосистеме по умеренному сценарию за период с 2021 года по 2040 год составит 33,4 млн.кВт.ч. или 2,0 % среднегодовой прирост. При этом необходимо отметить, что за последние 20 лет один из основных характеризующих суточные графики электрических нагрузок, показателей коэффициент неравномерности, представляющий собой отношение минимальной (P_{min}) суточной нагрузки к максимальной (P_{max}) для Кыргызской энергосистемы, остается очень высоким. Так за последние годы, для суток с максимальным суточным потреблением электроэнергии, он слегка увеличился, в 2000 году – 0,85 и в 2012 году - 0,87. , в 2021 году – 0,9.

Хотя в последнее время наблюдается рост нагрузок в ночные и дневные часы, но происходит и естественное ограничение роста вечернего максимума из-за низкой пропускной возможности сетей как высокого 35-500 кВ, так и низкого напряжения 0,4-10 кВ.

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузок $K_{зап}$ представляющий собой отношение среднесуточной мощности ($P_{ср.сут}$) к максимальной суточной нагрузке по мощности (P_{max})

$$K_{зап} = P_{ср.сут} / P_{max}$$

для энергосистемы КР остается очень высоким. Так, за последние 20 лет, для суток с максимальным суточным потреблением электроэнергии, он даже увеличился, с 0,89 в 2000 году до 0,94 в 2012 году, и до 0,95 в 2021 году. Это объясняется опережением роста суточного потребления электроэнергии по сравнению с ростом максимума нагрузки, в следствии сдерживания роста последнего. И как следствие идет уплотнение суточного графика нагрузок. Из-за вводимых ограничений потребитель вынужден потреблять ЭЭ в часы провалов нагрузок (ночные и дневные). Для сравнения прилагаются суточные графики потребления Кыргызской энергосистемы за 20 февраля 2000 года и за 22 января 2012 года и за 6 января 2021 года.

Но если исследовать Кпик для целого года, то с 2000 года по 2021 год, он не изменился – 0,16, а Кзап несколько снизился с 0,53 до 0,51. Это обусловлено очень низкими нагрузками летом и высокими зимой, так называемой «сезонностью» нагрузки.

Следует отметить важные тенденции в изменении структуры электропотребления. Доля непромышленной нагрузки постоянно увеличивается. Кроме того, происходит увеличение сезонной неравномерности нагрузки в течение года, рост зависимости потребления от метеорологических факторов. Колебания температуры и освещенности, вызывают значительные скачки потребления, что особенно опасно в условиях дефицита генерации и пропускной способности сетей.

Это указывает на уплотнение суточного графика нагрузок энергосистемы, рост нагрузок в ночные часы и часы дневного провала. И еще, максимум нагрузки по мощности в утренние часы стал приближаться по величине к вечерним максимумам, что может вызвать сложности в покрытии ожидаемого суточного потребления электроэнергии.

ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ БАЛАНСА ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ НА 2023-2040 ГГ.

4.1 Прогноз баланса электроэнергии: ресурсной и расходной частей, экспорта и выхода на международные рынки

Приведенные тенденции электропотребления по каждому из рассматриваемых вариантов развития экономики страны определяют ресурсную и расходную части перспективного баланса электроэнергии по следующим составляющим:

- перспективы ввода новых мощностей согласно сценариям развития;
- возможности сохранения и увеличения объемов экспорта электроэнергии;
- возможности сокращения потерь электроэнергии при производстве, переработке, транспортировке и использовании потребителями.

Прогноз баланса электроэнергии Кыргызской Республики по сценариям прогноза потребления электроэнергии исполнителем представлен в нижеследующих таблицах (табл. 4.1, 4.2, 4.3).

В качестве методических подходов прогноза баланса электроэнергии использована форма представления Нацстаткома КР.

В ресурсную часть включены результаты прогноза производства электроэнергии, обоснованные в следующем разделе, и импорта ее при недостатке для покрытия потребности в электроэнергии. По данному сценарию ожидается рост с 15,09 млрд.кВт. в 2023 г. до 26,62 млрд.кВт.ч в 2040 году или 1,76 раза при росте потребления в 1,3 раза. Таким образом ожидается опережение производства электроэнергии над потреблением.

В расходную часть баланса электроэнергии, помимо потребления электроэнергии, входят потери и экспорт электроэнергии. Потери электроэнергии в электросетях общего пользования включают потери в электрических сетях высокого и низкого напряжения по распределению до потребителя. При прогнозе потерь нами были соблюдены подходы по достижению нормативов потерь 4% в сетях высокого напряжения и 8-10% в сетях низкого напряжения. Несмотря на это прогнозируется их рост в 1,33 раза.

Таблица 4.1 - Баланс электроэнергии Кыргызской Республики на 2023-2040 гг. по пессимистическому сценарию

	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Ресурсы	15757	16820	17744	17291	18130	18241	21069	26206	26626
Производство	15404,	15138	15172	15092	15571	15847	21069	26206	26626
Поступило по импорту	352,6	1682,8	2572	-2199	-2510	-2394	0-	0-	0-
Распределение	15756	16820	17744	17291	18130	18241	21069	26206	26626
Израсходовано	15456	16274	15982	16668	16831	16991	17845	19674	21689
в том числе									
на преобразование в другие виды энергии	195,9	196	196	180	150	150	150	150	150
непосредственно в качестве энергии	12514,	13534,	13755,	14783,	14928,	15074,	15828,	17449,	19237,
в том числе									
на производство промышленной продукции	1667,3	2370,7	2409,4	2589,6	2615,0	2640,6	2772,6	3056,7	3369,9
на строительно-монтажные и буровые работы	3369,90	172,42	175,23	188,34	190,18	192,05	201,64	222,30	245,08
на работу транспорта	16,90	72,91	74,10	79,64	80,42	81,21	85,27	94,01	103,64

на сельскохозяйственные работы (продукцию)	187,00	248,93	252,99	271,91	274,58	277,27	291,12	320,95	353,84
на коммунальные и культурно- бытовые нужды (включая отпуск населению)	10427,5	10525,4 1	10697,2 9	11497,3 0	11609,9 8	11723,7 5	12309,5 9	13570,8 1	14961,2 4
на прочие работы и нужды	145,70	143,63	145,97	156,89	158,43	159,98	167,97	185,18	204,16
Потери в электросетях общего пользования	2744.9	2544	2227	2750	2692	2549	2783	2893	3036
Экспорт с CASA -1000, в т.ч.:	301.9	546,3	1762	623	1300	1250	3224	6532	4937
CASA -1000	-	-	-	-	1 250	1 250	1 900	1 650	-

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс КР за 2023 г. и прогноз до 2040 г.

Экспорт электроэнергии будет иметь тенденцию роста с учетом взятых обязательств по проекту CASA -1000 с 2024 года, в объеме 1.25 млрд. кВт.ч с последующим ростом 1,9 млрд.кВт.ч к 2030 г. (рис. 4.1).

Для обеспечения экспорта и выполнения условий межгосударственных договоров необходимо будет импортировать электроэнергию в объеме от 2,11 млрд.кВт.ч в 2023 г. до 2,5 к 2026 г. и 2,4 млрд.кВт.ч к 2025-2028 гг.

Таким образом в структуре ресурсной части производство электроэнергии снизится с 90 % в 2023 г. до 84 % к 2030 г при росте импорта с 9,4% в 2023 г. до 13,1% к 2025 г. и его прекращения с 2030 г. (рис. 4.2).

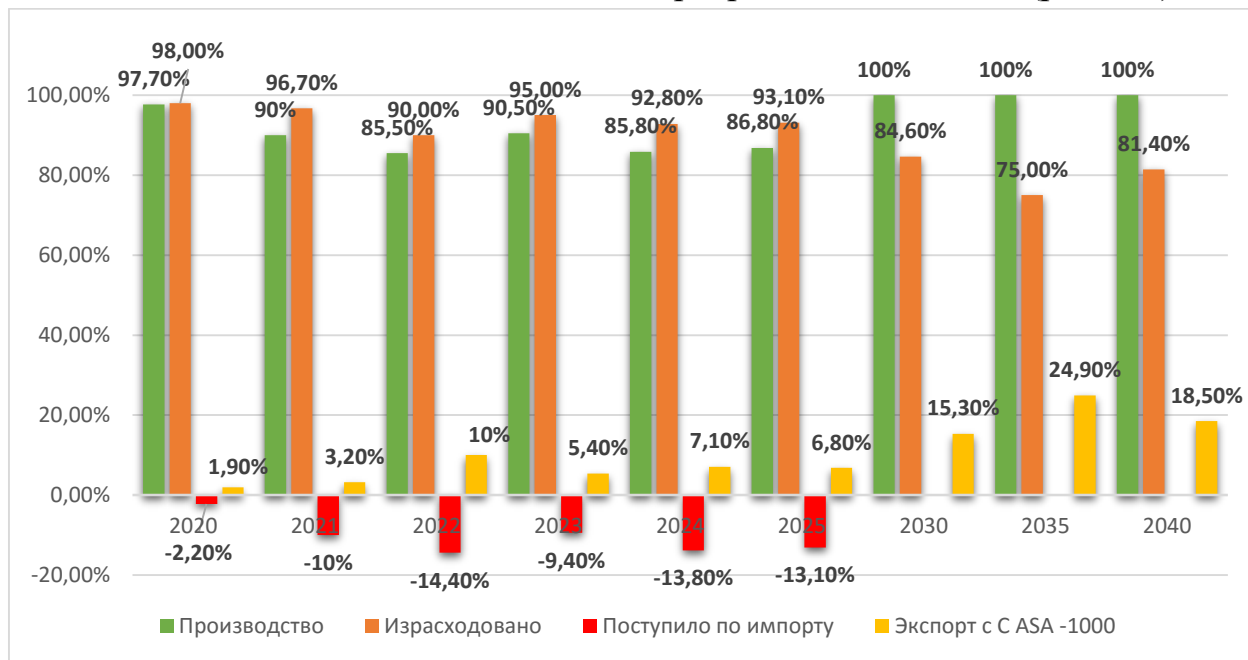


Рисунок 4.1 - Структура приходной и расходной частей баланса электроэнергии по пессимистическому сценарию в 2023-2040 годы.

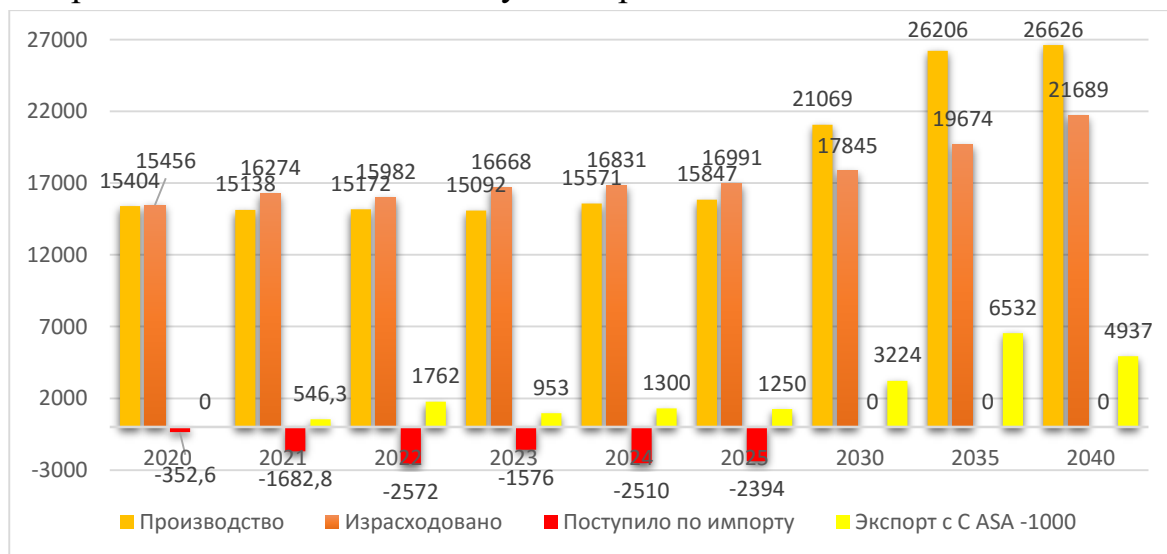


Рисунок 4.2 - Динамика прогноза объемов производства и потребления, импорта и экспорта по пессимистическому сценарию на период 2023-2040 годы

Прогноз баланса электроэнергии Кыргызской Республики по умеренному сценарию приведен в табл. 4.2.

По данному сценарию ожидается рост производства электроэнергии с 15,09 млрд..кВт. в 2023 г. до 31,795 млрд..кВт.ч в 2040 году или 2,1 раза при росте потребления в 1,5 раза. Таким образом, ожидается опережение темпов роста производства электроэнергии над темпами роста потребления, что обеспечит резерв мощности и электроэнергии в энергосистеме.

В расходную часть баланса электроэнергии помимо потребления электроэнергии входят потери и экспорт электроэнергии. Потери электроэнергии в электросетях общего пользования включают потери в сетях высокого напряжения и в электрических сетях низкого напряжения по распределению до потребителя. При прогнозе потерь нами были соблюдены подходы по достижению нормативов потерь 4% и 8-10% в сетях высокого и низкого напряжения соответственно. Несмотря на это прогнозируется их рост в 1,33 раза.

Экспорт электроэнергии будет иметь тенденцию роста с учетом взятых обязательств по проекту CASA -1000 с 2024 года, в объеме 1.25 млрд. кВт.ч с последующим ростом 1,9 млрд..кВт.ч к 2030 г. (рис. 4.3).

Для обеспечения экспорта и выполнения условий межгосударственных договоров необходимо будет импортировать электроэнергию в объеме от 1,25 млрд..кВт.ч в 2023 г. вплоть до 2026 г. и с вводом в действие первых агрегатов Камбаратинской ГЭС 1 рост экспорта до 4-6 млрд.кВт.ч к 2030 г. и далее.

В структуре ресурсной части - производство электроэнергии снизится с 90 % в 2023 г. до 80 % к 2030 г при росте импорта с 6,7% в 2023 г. до 18 % к 2030 г. (рис. 4.4).

В структуре расходной части экспорт возрастет с 5 % в 2023 г. до 15 к 2030 г. и до 18% к 2040г.

Потери должны иметь тенденцию к сокращению с 16,5 % в 2023 г. и до 15,6% к 2030 г. и до 14% к 2040 г. от суммарного потребления электроэнергии.

Таблица 4.2 - Баланс электроэнергии Кыргызской Республики на 2020-2040 гг. по умеренному сценарию (млн.кВт.ч)

	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Ресурсы	15756	16820	17744	17595	18297	18624	23275	29770	31795
Производство	15404	15138	15172	15092	15571	15847	21641	29770	31795
Поступило по импорту	352,6	1682,8	2572	2502	2726	2777	-1634	-	-
Распределение	15756	16820	17744	17595	18297	18624	23275	29770	31795
Израсходовано	15456	16274	15982	16726	17047	17374	19108	22044	25431
в том числе									
на преобразова-ние в другие виды энергии	195,9	196	196	180	150	150	150	150	150
непосредственно в качестве энергии	12514	13534,	13755,	14835,	15120,	15410,	16947,	19551,	22556,
в том числе									
на производство промышленной продукции	1667,3	2370,7	2409,4	2598,7	2648,6	2699,4	2968,7	3424,9	3951,1
на строитель-но-монтажные и буровые работы	3369,90	172,42	175,23	188,99	192,62	196,32	215,90	249,08	287,35
на работу транспорта	16,90	72,91	74,10	79,92	81,46	83,02	91,30	105,33	121,52

	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
на сельскохозяйственные работы (продукцию)	187,00	248,93	252,99	272,86	278,10	283,44	311,71	359,61	414,87
на коммуналь-ные и культур-но-бытовые нужды (включая отпуск населению)	10427,50	10525,41	10697,29	11537,38	11758,90	11984,67	13180,23	15205,47	17541,91
на прочие работы и нужды	145,70	143,63	145,97	157,43	160,46	163,54	179,85	207,49	239,37
Потери в электросетях общего пользования	2744.9	2544	2227	2759	2727	2745	2980	3240	3560
Экспорт с CASA -1000	301.9	546.3	1762-	869	1250	1250	4167	7726	6364
CASA -1000	-	--	-	-	1250	1250	1900	1650	-

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс КР за 2020 г. и прогноз ИЭи С

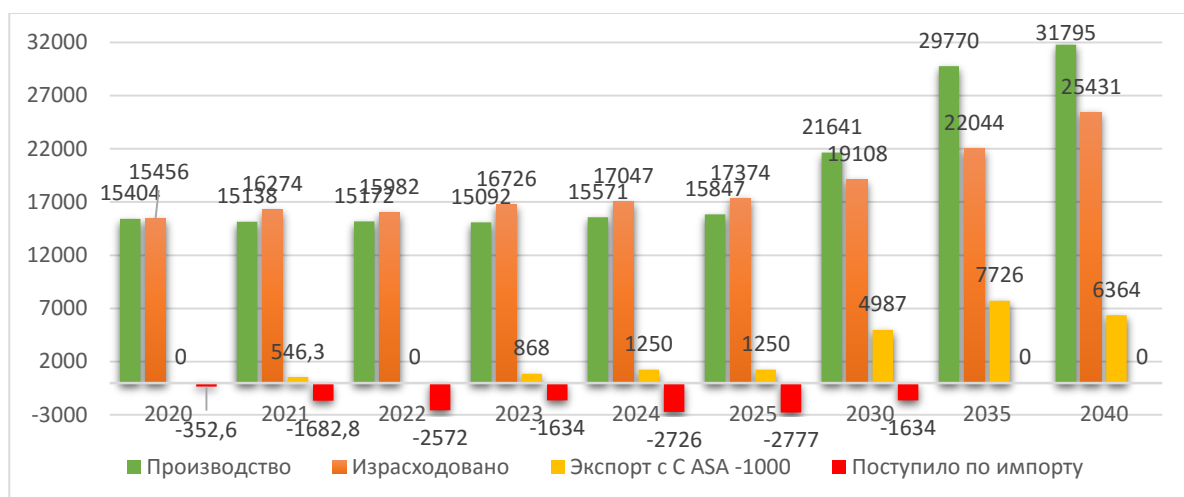


Рисунок 4.3 - Динамика прогноза объемов производства и потребления, импорта и экспорта по умеренному сценарию на период 2023-2040 годы

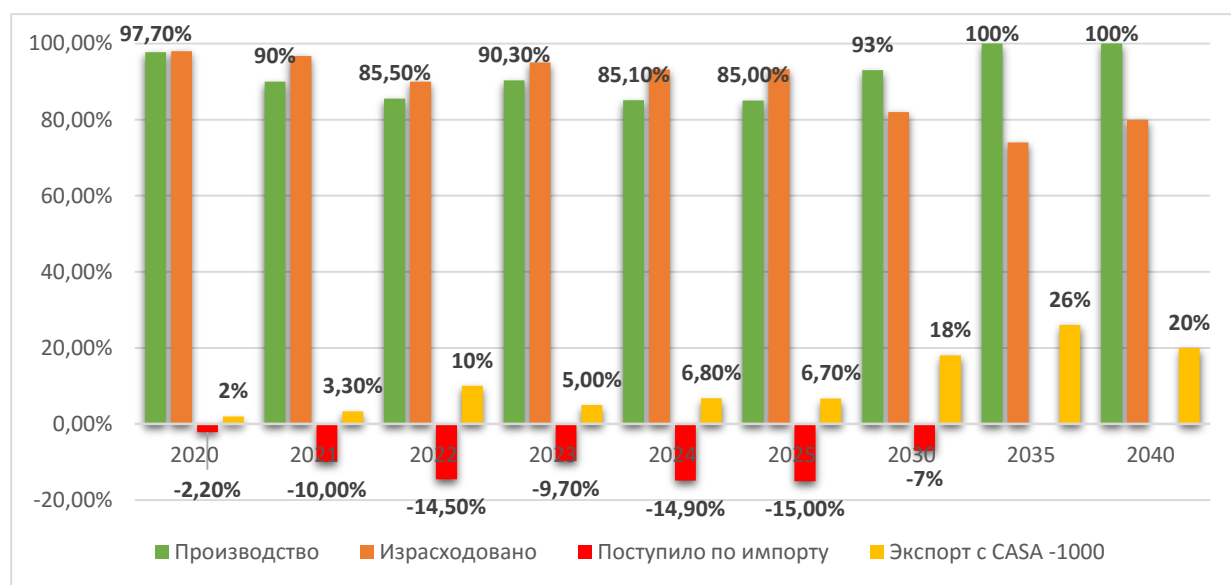


Рисунок 4.4 - Структура приходной и расходной части баланса электроэнергии по умеренному сценарию за 2023-2040 годы.

По данному сценарию ожидается рост производства электроэнергии с 15,09 млрд.кВт.ч в 2023 г. до 32,844 млрд.кВт.ч в 2040 году или 2,2 раза при росте потребления в 1,8 раза с 16,879 млрд.кВт.ч до 30,530 млрд.кВт.ч соответственно и таким образом ожидается опережение темпов роста производства электроэнергии над темпами роста потребления, что обеспечит резерв мощности и электроэнергии.

Таблица 4.3 - Баланс электроэнергии Кыргызской Республики на 2023-2040 гг. по оптимистическому сценарию
(млн.кВт.ч)

оптимистический	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Ресурсы	15756	16820	17744	17773	18647	19162	23411	30035	32844
Производство	15404	14910	15172	15092	15571	15847	22820	30035	32844
Поступило по импорту	352,6	1300	-2572	2681	3076	3315	591-	-	-
Распределение	15756	16820	17744	17773	18647	19162	22820	30035	32844
Израсходовано	15456	16274	15982	16897	17397	17912	20724	25154	30530
в том числе									
на преобразование в другие виды энергии	195,9	196	196	180	150	150	150	150	150
непосредственно в качестве энергии	12514	13534	13755	14986	15430	15886	18381	22310	27078
в том числе									
на производство промышленной продукции	1667,3	2370,7	2409,4	2625,2	2702,9	2782,9	3219,9	3908,1	4743,4
на строительно-монтажные и буровые работы	3369,9	172,42	175,23	190,92	196,57	202,39	234,17	284,22	344,97
на работу транспорта	16,90	72,91	74,10	80,74	83,13	85,59	99,03	120,19	145,88

на сельскохозяйственные работы (продукцию)	187,00	248,93	252,99	275,64	283,80	292,20	338,09	410,35	498,05
на коммуналь-ные и культур-но-бытовые нужды (включая отпуск населению)	10427,50	10525,41	10697,29	11655,11	12000,10	12355,30	14295,39	17350,76	21059,16
на прочие работы и нужды	145,70	143,63	145,97	159,04	163,75	168,60	195,07	236,76	287,37
Потери в электросетях общего пользования	2744.9	2544	2031	2788	2783	2704	2735	3144	3636
Экспорт включая CASA - 1000, в т.ч.:	301.9	546.3	1762-	876	1250	1250	2687	4881	2314
С ASA -1000	-	-	-	-	1250	1250	1900	1650	-

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс КР за 2020г.и прогноз ИЭиС

В расходную часть баланса электроэнергии помимо потребления электроэнергии входят потери и экспорт электроэнергии. Потери электроэнергии в электросетях общего пользования включают потери в сетях высокого напряжения и в электрических сетях низкого напряжения по распределению до потребителя. При прогнозе потерь нами были соблюдены подходы по достижению нормативов потерь 4% в сетях высокого напряжения и норматив потерь 8-10% в сетях низкого напряжения. Несмотря на это прогнозируется их рост в 1,33 раза.

Экспорт электроэнергии будет иметь тенденцию роста с учетом взятых обязательств по проекту CASA -1000 с 2024 года. В объеме 1.25 млрд. кВт.ч с последующим ростом 2,67 млрд.кВт.ч к 2030 г. и до 2,314 млрд.кВт.ч к 2040 г. (рис. 4.4).

Для обеспечения экспорта и выполнения условий межгосударственных договоров необходимо будет импортировать электроэнергию в объеме от 2,68 млрд.кВт.ч в 2023 г. и свыше 3,1 млрд.кВт.ч к 2025 г. вплоть до 2026 г. и с вводом в действие первых агрегатов Камбаратинской ГЭС 1 прекращение импорта.

В структуре ресурсной части - производство электроэнергии снизится с 85 % в 2023 г. до 98 % к 2030 г при сокращении импорта с 6,7% в 2023 г. до 2,5 % к 2030 г. и полностью отказа в последующие годы (рис.4.5).

В структуре расходной части: экспорт возрастет с 5% в 2023 г. до 11,5% к 2030 г. и до 7% к 2040 г. Потери должны иметь тенденцию к сокращению с 16,5 % в 2023 г. и до 13,5% к 2030 г. и до 12% к 2040 г. от суммарного потребления электроэнергии (рис. 4.6).



Рисунок 4.5 - Структура приходной и расходной частей баланса электроэнергии по оптимистическому сценарию за 2023-2040 годы

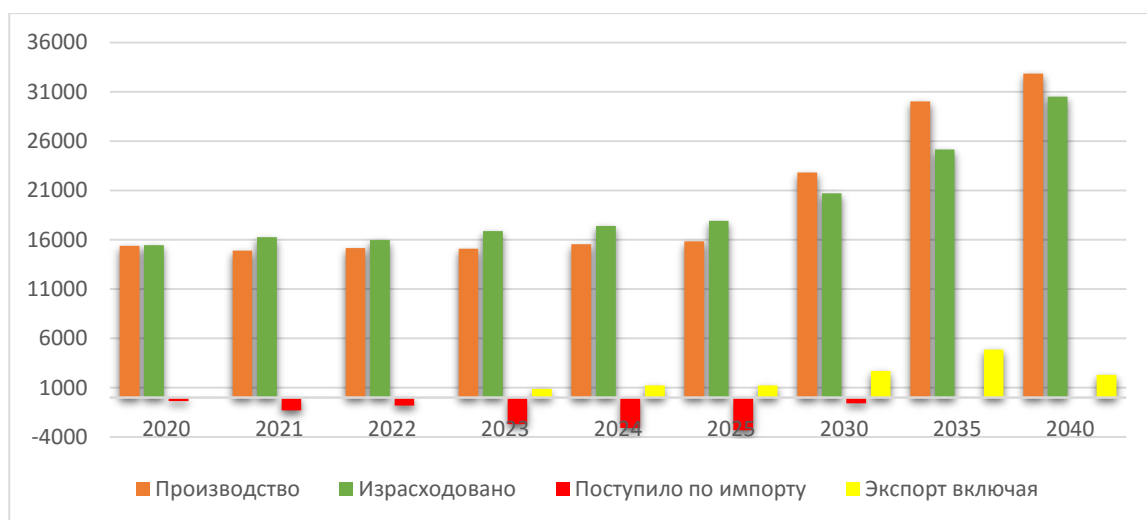


Рисунок 4.6 - Динамика прогноза объемов производства и потребления, импорта и экспорта по оптимистическому сценарию на период 2023-2040 годы

Передача таких объемов электроэнергии по оптимистическому и умеренному сценариям требует развития электрических сетей, так как особенностью электроэнергии как товара является то, что она не складывается. В связи с чем задача выбора рациональной (оптимальной) электрической сети – одна из основных и наиболее сложных задач, решаемых в процессе управления развитием электроэнергетических систем.

Ее решение – иерархически организованный последовательный процесс взаимосвязанного решения различных задач на всех уровнях территориально-временной иерархии задач развития ЭЭС. На практике проектирование развития электрических сетей заключается в выполнении комплекса проектных работ, включающих: разработку схем развития ЕЭС и ОЭС, районных энергосистем, схем развития распределительных сетей ЭЭС или сетевых районов и, наконец, схем внешнего электроснабжения объектов экономики и социальной сферы (табл. 4.4).

Таблица 4.4. Состав проектных работ по развитию электрических сетей

Вид проектных работ	Заблаговременность, лет	Детализация электрической сети	Принимаемые решения
Схема развития ЕЭС	15	500 кВ И выше	Конфигурация системообразующей сети, основные параметры сети

Схема развития ОЭС	10	220 кВ и выше	Конфигурация системообразующей сети и сетей выдачи мощности крупных электростанций, очередность сооружения электросетевых объектов
Схема развития районных энергосистем	5	110 кВ и выше	Конфигурация основной электрической сети, очередность сооружения электросетевых объектов
Схема развития распределительных сетей	5	35-110 кВ	Конфигурация распределительной сети, очередность строительства электросетевых объектов
Схемы внешнего энергоснабжения объектов потребителей	До 5	10-35 кВ и выше	Конфигурация, очередность строительства подстанций ЛЭП для энергоснабжения объектов

заблаговременности их выполнения, составу рассматриваемых объектов, принимаемым решениям и, соответственно, используемым математическим моделям.

В то же время, несмотря на различия проектных работ, все они имеют следующее общее содержание [361]:

- анализ существующей сети, выявление проблемных мест;
- определение нагрузок потребителей, составление балансов активной мощности, обоснование сооружения новых подстанций и линий электропередачи;
- расчеты электрических режимов работы сети, статической и динамической устойчивости работы энергосистемы;
- составление баланса реактивной мощности, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств и их параметров;
- расчеты токов короткого замыкания, определение требований к коммутационной аппаратуре;
- расчет сводных технико-экономических показателей проектных вариантов развития энергосистемы или проектируемых объектов.

В процессе проектирования развития электрической сети

осуществляется взаимный обмен информацией и согласование решений по развитию сетей различных уровней и развития генерирующих мощностей.

На допроектном уровне с еще большей заблаговременностью (20-30 лет и более) также решается ряд задач, связанных с развитием электрической сети: определение рациональных объемов дальнего межрегионального транспорта.

4.2 Прогноз баланса тепловой энергии и основные направления развития сектора теплоснабжения Кыргызской Республики

Доступ к надежному и достаточному теплоснабжению имеет решающее значение для благополучия населения и предоставления государственных услуг. Ввиду продолжительного осенне-зимнего отопительного периода, длящегося до 6 месяцев, доступ к надежным услугам теплоснабжения относится к насущным нуждам населения.

Прогноз баланса тепловой энергии основан на балансах тепловой энергии Национального статистического комитета за 2015-2020 годы, расчетах, проводимых Государственным агентством по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики в рамках подготовки Среднесрочной тарифной политики на электрическую и тепловую энергии до 2025 года, на 2026-2027 годы в соответствии с утвержденным Прогнозом социально-экономического развития Кыргызской Республики на 2023-2027 годы, а с 2028 по 2040 гг, учитывая узкие места в существующих сетях централизованного теплоснабжения, мы предположили 1% годовой темп роста валового производства тепла (табл. 4.5).

Таблица 4.5 - Прогноз баланса теплоэнергии на период 2023-2040 гг., тыс.Гкал

	2020*	2021	2022	2025	2030	2035	2040
Ресурсы	3082.5	3066.5	3075.0	3095.0	3193.933	3356.856	3528.089
Производство	3082.5	3066.5	3075.0	3095.0	3193.9	3356.9	3528.1
				100.7	103.9	109.2	114.7
ОАО "Электрические станции"		2255.2	2171.0	2171.0	2171.0	2171.0	2171.0
Котельные КТЭ, БТЭ, Ош МП Теплоснабжения и пр.		811.3	904.0	924.0	1022.9	1185.9	1357.1
ТЭЦ г. Бишкек		2014.0	1973.7	1973.7	1973.7	1973.7	1973.7
ТЭЦ г. Ош		171.8	133.4	133.4	133.4	133.4	133.4
Котельные ОАО ЭС		69.4	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9
Котельные БТЭ		188.0	191.8	203.5	224.7	248.1	273.9
Котельные КЖКС		545.1	556.0	590.0	651.5	719.3	794.1
Ош МП Теплоснабжения		78.2	156.2	130.5	146.8	218.5	289.1
Распределение	3082.5	3066.5	3075.0	3095.0	3193.9	3356.9	3528.1
Потреблено внутри республики	2923.1	3066.5	3075.0	3095.0	3193.9	3356.9	3528.1
в том числе:							
на преобразование в другие виды энергии	-						
на непосредственное потребление в качестве топлива	2923.1	3066.5	3075.0	3095.0	3193.9	3356.9	3528.1
в том числе:							
промышленность	81.3	214.7	215.3	216.7	223.6	235.0	247.0

строительство	3.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3
транспорт							
сельское хозяйство	0.0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7
комбыт и население	2838.8	2637.2	2644.5	2661.7	2746.8	2886.9	3034.2
потери	159.4	212.2	212.8	214.2	220.7	232.0	243.8
Отпущено на экспорт	-						
Остатки на конец года	-						

* Нацстатком КР. Топливо-энергетический баланс КР за 2020г.и прогноз ИЭиС

Прогноз потребления тепловой энергии показан на рис. 4.7. При проведении прогноза потребности была принята структура и средние темпы роста потребления тепловой энергии за ретроспективный период.

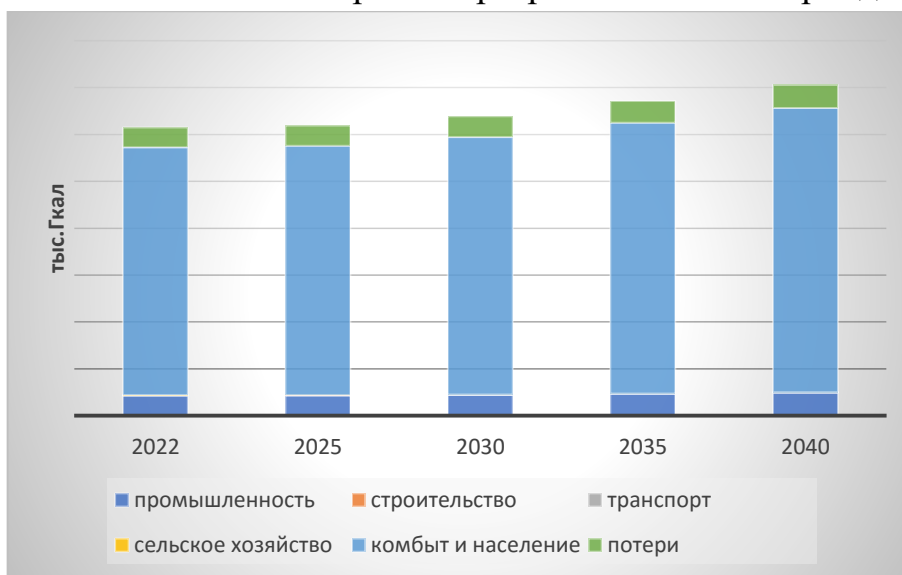


Рисунок 4.7 - Прогноз потребления тепловой энергии по отраслям на период 2023-2040 гг.

В результате темпы роста потребления тепловой энергии составят 100,7% в 2025 году, 103,9% в 2030 году, 109,2% в 2035 году и 114,7% в 2040 году к уровню 2022 года. При этом, сохраняется тенденция, что основными потребителями тепловой энергии являются домашние хозяйства, государственный сектор и сектор услуг, на которые приходится большая часть национального спроса на тепло.

На Рисунке 4.8 показан прогноз производства тепловой энергии на период 2023-2040 гг.

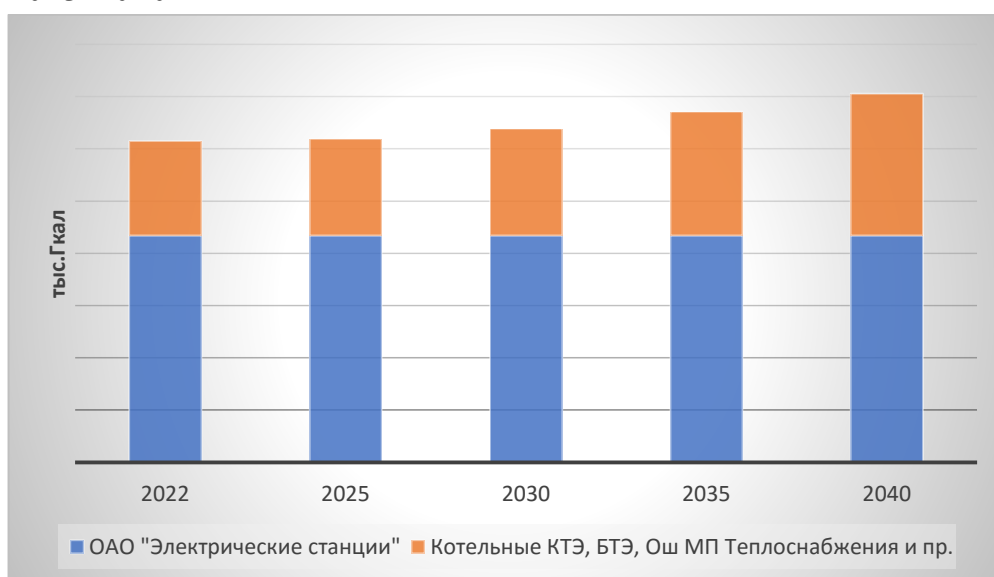


Рисунок 4.8 - Прогноз производства тепловой энергии на период 2023-2040 гг.

Так, при росте производства тепловой энергии в соответствии с установленными Правительством КР темпами до 2027 года и на 1% ежегодно с 2028 по 2040 годы, прирост выработки тепловой энергии в 2025 году составит 0,7%, в 2030 году 3,9%, в 2035 году 9,2% и в 2040 году 14,7% к уровню 2022 года. При этом, сохраняются объемы выработки ОАО «Электрические станции» на объектах ТЭЦ гг. Бишкек и Ош и ведомственных котельных на уровне 2171 тыс. Гкал в год и прирост выработки обеспечивается за счет локализованных котельных ГП «Бишкектеплоэнерго», КП «Бишкектеплоэнерго» Мэрии г. Бишкек, Ошского МП «Теплоснабжение» и частных котельных.

При этом необходимо отметить, что по оценкам Всемирного Банка имеет место дефицит тепловой энергии и непокрытый спрос в городах составляет порядка 20-25% и таким образом, учитывая прирост населения в перспективе на 101,2% ежегодно по базовому сценарию, прирост выработки на существующих и планируемых объектах теплоснабжения не сможет обеспечить растущий спрос в полном объеме. В этой связи, как было предусмотрено в проекте Концепции развития топливно-энергетического комплекса на период до 2040 г., значительного эффекта можно достичь методом широкого внедрения современных технологий теплоснабжения – солнечных установок, термонасосов, биогазовых установок, применения геотермальных источников в курортной местности.

Кроме того, необходим устойчивый планомерный перевод котельных на чистые виды топлива. Здесь, основным барьером является тариф на тепловую энергию, не покрывающий затраты на ее выработку и транспортировку. В результате, теплоснабжающие организации вынуждены предпринимать меры по переводу котельных на более дешевый вид топлива – уголь, что также вызвано дефицитом электроэнергии из-за наступления маловодного периода. В связи с этим Правительством КР разработан Стратегический план развития ГП «Кыргыз-теплоэнерго» на 2022-2024 годы, который предусматривает строительство новых котельных на местном угле, а также перевод действующих котельных с электроэнергии и газа на уголь. Помимо этого, предусмотрены мероприятия по передаче непрофильных объектов и функций ОМСУ, проведение мероприятий по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности (установка золоуловителей и очистных сооружений), оптимизация структуры управления. На реализацию данного плана потребуется 1 млрд.. сом инвестиций.

Консультанты Всемирного банка провели оценку вариантов приоритных систем отопления по сегментам потребителей (Рис. 4.9).

На рисунке показано, что вместо больших котельных на угле и мазуте, предлагается использование локальных маленьких котельных на газе.

Учитывая, что большинство крупных котельных либо используют в качестве основного топлива топочный мазут (вместо газа), либо были переведены с газа на уголь с низким коэффициентом сгорания, их замена на малые эффективные газовые котельные окажет положительное воздействие на окружающую среду. Однако, это будет зависеть от наличия и доступности газа, а также от результатов детального технико-экономического обоснования.

Текущий источник отопления по сегменту потребителей		Приоритетная модель	Запасная модель	Энергетическая эффективность
Индивидуальные дома	Печи / отопительные котлы (уголь)	Обогреватели / отопительные котлы	Печи / отопительные котлы (уголь)	
	Индивидуальные электрические обогреватели	Обогреватели / отопительные котлы	Тепловые насосы (электрические)	
Многоквартирные здания	ТЭЦ	ТЭЦ (только г. Бишкек)		
	Большие котельные*	Малые котельные (газ)	Обогреватели / отопительные котлы	
	Малые котельные	Малые котельные (газ)	Обогреватели / отопительные котлы	
	Индивидуальные электрические обогреватели	Обогреватели / отопительные котлы	Тепловые насосы (электрические)	
Общественные здания	ТЭЦ	ТЭЦ (только г. Бишкек)		
	Большие котельные*	Малые котельные (газ)	Обогреватели / отопительные котлы	
	Малые котельные	Малые котельные (газ)	Обогреватели / отопительные котлы	

Рисунок 4.9 - Оценка вариантов приоритных систем отопления по сегментам потребителей [29]

Помимо этого, необходимо провести технико-экономическое обоснование перевода котельных на ВИЭ с возможностью получения льготного кредитования в рамках климатического финансирования. Есть уже положительный пример установки солнечных коллекторов на КП «Бишкектеплоэнерго» мэрии г. Бишкек, на котельных «Гагарин», «Ортосай» и «Ротор».

Кроме того, одним из наиболее экономичных и безопасных в экологическом отношении способов содействия удовлетворению потребностей в отоплении в Кыргызской Республике является улучшение эффективного использования энергии в зданиях.

Совершенствование государственной политики и регулирования в сфере теплоснабжения должно быть направлено на реформирование системы управления предприятий теплоснабжения, внедрение энергоэффективных технологий, повышение финансовой устойчивости системы централизованного теплоснабжения, привлечение инвестиций, защиту

окружающей среды и интересов потребителей. Наиболее значимым политическим действием должны стать тарифные реформы, необходимые для улучшения финансовой жизнеспособности сектора отопления и стимулирования энергоэффективности конечных абонентов. Однако при этом необходимо отметить, что повышение тарифов на отопление должно осуществляться параллельно с повышением тарифов на электрическую энергию. Повышение тарифов на тепловую энергию без параллельного повышения тарифов на электрическую энергию может способствовать ускорению переключения с ЦО на электричество, что создаст дополнительную нагрузку на энергосистему в зимние месяцы максимального потребления электроэнергии»⁷.

4.3 Условия и предпосылки сооружения и ввода новых мощностей для покрытия дефицита электроэнергии и мощности

Проведенные исследования ожидаемых годовых балансов электроэнергии на период с 2022 по 2040 гг., с учетом выполненных водно-энергетических расчетов для среднесрочной приточности в р. Нарын, показывают, что возможны осложнения по выполнению годовых балансов выработки электроэнергии из-за отставания ввода генерирующих мощностей и из-за неопределенности со сроками и началом строительства Камбаратинской ГЭС-1 и Верхне-Нарынского каскада ГЭС, с учетом обеспечения возросшего потребления собственных потребителей и обязательств по поставкам электроэнергии по программе CASA-1000. И в период с 2024 по 2030 гг., до ввода генерирующих мощностей на Камбаратинской ГЭС-1 возможен дефицит выработки электроэнергии в размере до 3,3 млрд. кВт в год.

Для рассматриваемого периода водно-энергетические расчеты и балансы выработки электроэнергии на Нижне-Нарынском каскаде ГЭС, были выполнены, в основном, при условии среднесрочной приточности в р. Нарын и недопущения срабатывания Токтогульского водохранилища ниже критических отметок. Поэтому в случае фактической годовой приточности ниже предполагаемого объема, необходимо уменьшение собственного потребления электроэнергии в энергосистеме, за счет ввода ограничения собственных потребителей, или рассмотреть возможности обеспечения дополнительным топливом ТЭЦ г. Бишкек, для увеличения ее доли и объема

⁷Дорожная карта реализации мер для повышения энергоэффективности в общественных зданиях кыргызской республики, ESMAP, Международный банк реконструкции и развития / Группа Всемирного Банка, апрель 2019 года

в годовой выработке электроэнергии, или за счет увеличения импорта электроэнергии от соседних энергосистем. Данный вопрос необходимо поднимать перед Минэнерго.

При выполнении водно-энергетических расчетов, в период с 2022 по 2034 годы, необходимо учитывать изъятие части объемов стока р. Нарын в Токтогульское водохранилище, для обеспечения заполнения мертвого объема водохранилища Камбаратинской ГЭС-1 (до 1,2 млрд..м. куб.). Предполагается, что изъятие части притока, для наполнения, будет произведено в годы с приточностью выше среднемноголетней ими за счет увеличения импорта электроэнергии с сохранением нормальных отметок в Токтогульском водохранилище. И необходимо учесть изъятие из стока р.Алабуга части объемов стока воды при вводе Алабугинской ГЭС и соответственно уменьшение объема части стока р.Нарын в водохранилище Камбаратинской ГЭС.

Со строительством новых ГЭС и ТЭС необходимо определить взаимоотношения с ОАО «Электрические станции», как основной генерирующей государственной энергетической компании с вновь создаваемыми ОАО, и о месте ОАО «Электрические станции» в вопросах при планировании и сведении балансов, оперативного взаимодействия, планированию ремонтов, экспорта электроэнергии и т.п. Данные вопросы требуют решения на законодательном уровне со стороны Минэнерго.

Для улучшения конкурентных преимуществ Кыргызской энергосистемы на региональном рынке электроэнергии, мощности и системных услуг необходимо предусмотреть соответствующее дополнительное сетевое строительство по выдаче мощности и изучить возможности сбыта излишек генерации на рынке электроэнергии в дальнейшем, так как со строительством и вводом новых ГЭС,СЭС и ВЭС возможно удовлетворение экспорта как следствия появления большой избыточности генерации по электроэнергии и мощности в Кыргызской энергосистеме с 2030 года.

4.4. Водно-энергетический режим и условия устойчивости энергоснабжения работы существующих и перспективных ГЭС

Устойчивость энергоснабжения в Кыргызстане во многом зависит от режима работы Токтогульского гидроузла и наличия гидроресурсов в его водохранилище.

В условиях интенсивного их использования в маловодные периоды генерирующая мощность Токтогульской ГЭС может снижаться с 1200 МВт до

800 МВт и ниже, как это уже происходило к концу зимнего периода в 1998, 2002, 2008 и 2009 и 2014 годах.

Проблема больших зимних попусков воды по реке Нарын и по реке Сырдарья в целом остается особенно актуальной в регионе в течение последних 20 лет и напрямую связана с водно-энергетическим режимом работы Токтогульского водохранилища.

Решать эту проблему необходимо скорее, пока еще имеются благоприятные условия, так как несбалансированное использование водных ресурсов Токтогульского водохранилища, удовлетворяющее требования отраслей энергетики и водного хозяйства, не может быть бесконечным.

Такая реальная угроза уже возникала в 1997, 2001, 2008, и 2014 годах, однако, последующие за ними 1998, 2002, 2010, 2017 гг. были многоводными и опасность полной сработки отступила, но не исключена вероятность повторения ситуации.

Опыт прошедших лет показал, что при существующем режиме использования с наступлением даже одного маловодного периода запасы Токтогульского водохранилища могут быть сработаны, что неминуемо приведет к глубокому энергетическому и ирригационному дисбалансу в регионе.

Анализ режимов работы Токтогульского водохранилища за период с 1995 по 2023 гг. показал, что объем притока за год колебался с 9,9 до 19 млрд.м³, в том числе за вегетацию с 7,4 до 15,2 млрд. м³.

Максимальные расхода воды с Токтогульского водохранилища за год приходились на 2000 и 2007, 2017 гг., до 15 и 15,3, 15,1 млрд.м³ соответственно, что объясняется большим внутренним потреблением до 14 млрд. кВтч. и экспортом электроэнергии в летний период.

В среднем за период с 1995г. по 2023 г. приток воды в Токтогульское водохранилище составлял 13,4 млрд. м³, что больше среднемноголетней величины (12,5 млрд. м³). За вегетацию в среднем за этот же период приток воды составил 10,1 млрд. м³.

Снижение объема Токтогульского водохранилища до минимальной величины в этот период на 1 апреля наблюдался в 2008, 2009 и в 2015 гг. - до 6,4 млрд. м³.

Максимальный объем накопленной воды в Токтогульском водохранилище на 1 октября, т.е. к началу ОЗП, наблюдался до 19,0-19,6 млрд. м³ в 2003 г., 2010 г., 2017 гг. При этом в 2010 г. и в 2017 г. это объяснялось большим годовым притоком (17,0 и 19,0 млрд. м³ соответственно), а в 2003 г. при годовом притоке 15,7 млрд. м³ и малом экспорте электроэнергии (1,7 млрд. кВтч), большим притоком за вегетацию - до 14,2 млрд. м³.

В связи с увеличением внутреннего потребления электроэнергии в Кыргызской энергосистеме за последние годы наблюдается тенденция по уменьшению периода сработки Токтогульского водохранилища. Из графика изменения объемов Токтогульского водохранилища за период 1975-2023 гг. видно, что в последние годы период между максимальным накоплением и минимальным объемом уменьшился с 7 до 5 лет. Так с сентября 1994 г. по апрель 2002 г. – период составлял 7 лет, с сентября 2003 г. по апрель 2009 г. – 6 лет, с октября 2011 г. по апрель 2015 г. и октября 2018 г. по апрель 2022 г. – по 5 лет.

В случае продолжения данной тенденции из-за продолжающегося роста внутреннего потребления электроэнергии в Кыргызской Республике необходим ввод дополнительных генерирующих мощностей для регулирования расходов воды с Токтогульского водохранилища по среднесезонному притоку во избежание его полного срабатывания до критических отметок.

Анализ водно-энергетического режима работы Токтогульского водохранилища за перспективный с 2022 г. по 2040 г. период показал, что из-за роста внутреннего потребления электроэнергии и при среднесезонном притоке воды в Токтогульское водохранилище в размере 12,0-12,5 млрд.м.куб. в год, объем водохранилища перед началом ОЗП будет уменьшаться с 13,5 млрд.м.куб в октябре 2015 года до 10,5 млрд.м.куб к 2022 году.

Снижение объема Токтогульского водохранилища в этот период, до минимальной величины, на 1 апреля будет в пределах от 6,8 млрд. м³ в 2017 г до 8,2 млрд.м³ в 2023 году. В дальнейшем объем воды увеличится за счет регулирующей роли и пуска Камбаратинской ГЭС-1, в результате чего в период с 2030 г. по 2034 г. произойдет регулирование притока в Токтогульское водохранилище и переход Токтогульского каскада ГЭС на режим работы по среднесезонному притоку.

В связи с прогнозами роста электропотребления из-за продолжающейся тенденции по переходу на использование электроэнергии для горячего водоснабжения, пищеприготовления и электроотопления необходимо опережающее развитие генерирующих энергоисточников посредством строительства ГЭС.

В бассейне реки Сырдарья ликвидация энергетических ущербов может быть достигнута в перспективе только путем строительства дополнительных ГЭС и водохранилищ, играющих роль сезонных энергетических компенсаторов энергосистемы, восполняющих в зимний период года снижение энергетической отдачи ГЭС, работающих в ирригационном режиме.

Оптимальная техническая схема регулирования стока каскадом взаимосвязанных водохранилищ в конечном итоге должна обеспечивать:

- полное удовлетворение требований водоснабжения орошаемого земледелия и экологии в бассейне;
- режим выработки электроэнергии, отвечающий требованиям Объединенной энергосистемы, интегрирующей интересы входящих в неё национальных энергосистем.

Согласованный режим предусматривает перераспределение части объема сезонных энергетических пропусков воды из Токтогульского водохранилища с сокращением их в зимнее время и увеличением в летнее.

Такой режим позволит осуществить Кыргызстану экспортировать электроэнергию в летний период и взамен получать топливо для тепловых электростанций республики.

Таким образом, необходимо опережающее развитие генерирующих мощностей, позволяющих обеспечить в Кыргызской энергосистеме достаточный рост максимального суточного потребления, максимума потребления по мощности и годового потребления по электроэнергии.

Динамика роста генерации электроэнергии на ближайшие годы обусловлена увеличением выработки электроэнергии на ТЭЦ-2 г. Бишкек (или Сокулукской ТЭС) с вводом в работу: 2 турбогенераторов (200 и 220 МВт), 1-го ТГ на Кара-Кечинской ТЭС (300 МВт), второго и третьего агрегатов на Камбаратинской ГЭС-2 (по 120 МВт) (согласно Постановлению Правительства КР №502 от 23.10.07г. «О строительстве Камбаратинской ГЭС-2» - 22 декабря 2009 года).

Ниже даются сроки необходимых объектов по трем сценариям развития баланса электроэнергии до 2040 года.

Камбаратинская ГЭС-1 - ввод во всех 3-х сценариях с 2030 г. по 2033г.

Верхне-Нарынский каскад ГЭС – по пессимистическому сценарию нет ввода ГЭС, а по умеренному и ускоренному вариантам 2 и 3 ввод ГЭС осуществляется в период с 2026 г. по 2032 г.

Казарманский каскад ГЭС – по пессимистическому сценарию нет ввода ГЭС; по умеренному сценарию ввод Алабугинской ГЭС в период с 2029 г. по 2032 г., с вводом Карабулунской ГЭС-1 в 2034 г. и 2035 г., а затем ввод Тогузтороузской ГЭС в 2036 г. и 2037 г. и Карабулунской ГЭС-2 в 2037 г. и 2038 г. по ускоренному – ввод Алабугинской ГЭС совместно с Карабулунской ГЭС-1 в 2032г и 2033г., а затем ввод Карабулунской ГЭС-2 в 2035 г. и 2038 г. и ввод Тогузтороузской ГЭС 2036 г. и 2038 г.

Сусамырский каскад ГЭС – по пессимистическому и умеренному сценариям ввод после 2040 г., и **по ускоренному** – ввод ГЭС в период с 2037 г. по 2042 г.

Анализ планируемых годовых балансов выработки электроэнергии показал, что с вводом новых генерирующих мощностей на ТЭЦ г. Бишкек к 2017 г. (300 МВт), с пуском 2-го гидроагрегата на Камбаратинской ГЭС-2 в 2026 г. (120 МВт) ожидаемый прирост выработки электроэнергии не сможет обеспечить даже рост собственного потребления электроэнергии в Кыргызской Республике до 2028 года при низком и до 2032 года при максимальном росте .

В связи этим сложилась новая ситуация, требующая рассмотрения и разработки дополнительных действий от Кыргызской стороны по проведению процедур по вопросам обеспечения надежности участия в проекте CASA-1000, в разрезе наличия избытка электроэнергии для осуществления поставок по проекту.

Необходимо ускорить строительство новых генерирующих источников - Верхне-Нарынского каскада ГЭС, Камбаратинской ГЭС-1, Кара-Кечинской ТЭС, ТЭЦ-2 г. Бишкек (или Сокулукской ТЭС). И уже с учетом их генерации рассматривать вопросы обеспечения и собственного потребления, и экспорта электроэнергии.

С началом поставок электроэнергии по проекту CASA-1000 с 2024 года в период с апреля по сентябрь месяцы для дополнительного экспорта электроэнергии в Казахстан и Узбекистан (как ранее было запланировано в соответствии с соглашением между КР, РУ и РК на период 2021-2023 гг.) существующих генерирующих ресурсов будет недостаточно без увеличения генерации на ТЭЦ г. Бишкек. Так необходимо учесть, что в период 2024-2025 гг. на Токтогульской ГЭС и с 2023 г. по 2026 г. на Учкурганской ГЭС будет продолжаться реконструкция, связанная с выводом гидроагрегатов и соответственно со снижением генерации. И в период июль-август месяцев при осуществлении поставок электроэнергии по проекту CASA-1000 **дополнительный слив** воды от 80 до 170 м.куб/сек средне-суточно (в зависимости от месячного объема поставок) будет осуществляться уже без поставок электроэнергии в Узбекистан и Казахстан. Таким образом дополнительной объем воды с Токтогульского водохранилища может быть слит, без договоренности о взаимообмене электроэнергией с этими Республиками, как это осуществлялось в период 2021-2023 гг.

Во избежание уменьшения дополнительных сбросов воды с Токтогульского водохранилища в период с мая по сентябрь, в 2024 – 2038 гг., при осуществлении поставок электроэнергии за этот период от 1,25 до 2,0

млрд..кВтч. по проекту CASA-1000, необходимо **увеличение** генерации на тепловых электростанциях. Для начала, с 2024 года, рассмотреть возможность увеличить летнюю выработку электроэнергии на ТЭЦ г. Бишкек и при одновременном импорта электроэнергии из Таджикской Республики (если это допускается соглашением по проекту CASA-1000).

В дальнейшем в начальный период с 2026 по 2030 годы предлагается осуществить строительство и ввод новых генерирующих за счет пуска 2 турбоагрегатов (200 МВт в 2026 и 220 МВт в 2028 годах) на ТЭЦ-Б-2 (или Сокулукской ТЭС) и с вводом 1го блока (300 МВт в 2028-2029 гг.) на Кара-Кечинской ТЭС. Дополнительная выработка на них позволит обеспечить гарантированный объем поставок электроэнергии по проекту CASA-1000 в вегетационный период на период с 2026 до 2030 годы, но без увеличения сбросов воды с Токтогульского водохранилища, и накопить воду в водохранилищах Токтогульской ГЭС и в водохранилище строящейся Камбаратинской ГЭС-1 до ее полного ввода. В дальнейшем с пуском и вводом в работу гидроагрегатов на КАГЭС-1 и соответственно с увеличением выработки электроэнергии в вегетационный период на ГЭС за счет КАГЭС-1 , выработка электроэнергии на Нижне-Нарынском каскаде ГЭС может быть уменьшена, а попуски воды до санитарных норм. В связи с этим изменится режим работы Нижне-Нарынского каскада ГЭС с энергетического на водный, накоплением воды в летний период. И для увеличения попусков воды в р. Нарын с Токтогульского водохранилища, для осуществления необходимого расхода воды для сельскохозяйственного назначения в вегетационный период в государствах в нижней части Нарын-Сырдарьинского бассейна возникнут вопросы возобновления ими импорта электроэнергии в летний период из Кыргызской Республики.

Кроме того, дополнительно после запуска Проекта **предлагается** в рамках ОЭС ЦА и Юга Казахстана обсудить необходимость и возможность поставок электроэнергии из Пакистана по ЛЭП ВЛ-500 кВ в зимний период, при возникновении аварийных ситуаций, связанных с дефицитом электроэнергии и мощности, в энергосистемах Центральной Азии.

И в дальнейшем, после окончания Проекта в 2038 г. предлагается рассмотреть вопрос о продлении поставок электроэнергии в Пакистан и Афганистан по проекту CASA-2.

В таблице 4.4. также приведена суммарная установленная и рабочая мощность станций с учетом максимального ввода генерирующих мощностей (с вводом в период с 2035 по 2040 гг., ГЭС Казарманского и Кокомеренского каскадов). Рабочая мощность стаций показана по максимуму с учетом изменения генерации на ТЭЦ г. Бишкек.

Таблица 4.4 - Ввод и реконструкция мощностей станций в период с 2022 по 2040 гг., МВт

Наименование станций	Уст- наямощн. МВт	Кол- во агре- гатов	Сроки ввода по сценариям 1, 2, 3		
Существующие:					
АтбашинскаяГЭС реконструкция	45,6	4 ГА	2021- 2022гг		В сцен. - 1, 2, 3
Токтогульская ГЭС реконструкция	1440	4 ГА	2022- 2025гг		В сцен. - 1, 2, 3
Учкурганская ГЭС реконструкция	220	4 ГА	2023- 2026гг		В сцен. - 1, 2, 3
Камбаратинская ГЭС-2	360	3 ГА	2024- 2030гг		В сцен. - 1, 2, 3
В т.ч.:после ввода ОРУ-500кВ					
Г-1после провед. испытаний	120	1 ГА	2026г		В сцен. - 1, 2, 3
Г-2	120	1 ГА	2026г		В сцен. - 1, 2, 3
после ввода Г-1 на КАГЭС-1					
Г-3	120	1 ГА	2030г		В сцен. - 1, 2, 3
Новые :					
ТЭЦ-Бишкек-2	420	2 ТГ	200-в 2026г.	220- в 2028г	В сцен. - 1, 2, 3
Каракечинская ТЭС	300	1 ТГ	300–в 2028г.		В сцен. - 1, 2, 3
Верхне- Нарынский каскад:	237,6		По сцен.-1	По сцен.-2	По сцен.-3

Акбулунская ГЭС	87,5	5 ГА	За 2040 г	2029-2032гг	2029-2032гг
Нарынская ГЭС-1	47,9	5 ГА	За 2040 г	2026-2028гг	2026-2028гг
Нарынская ГЭС-2	47,46	5 ГА	За 2040 г	2027-2029гг	2027-2029гг
Нарынская ГЭС-3	55	5 ГА	За 2040 г	2028-2031гг	2028-2031гг
Казарманский каскад:	1160		По сцен.-1	По сцен.-2	По сцен.-3
Алабугинская ГЭС	600	2 ГА	2035г и 2036г	2029г.,2032г	2032г,2033г
Карабулунская ГЭС-1	149	2 ГА	За 2040 г	2034г, 2035г	2032г,2033г
Карабулунская ГЭС-2	163	2 ГА	За 2040 г	2037г, 2038г	2035г,2038г
Тогузтороузская ГЭС	248	2 ГА	За 2040 г	2036г, 2037г	2036г,2038г
Сусамырский каскад:	1305		По сцен.-1	По сцен.-2	По сцен.-3
Каракольская ГЭС	33	3 ГА	2042- 2044гг	2042-2044гг	2039-2041гг
Кокомеренская ГЭС-1	360	4 ГА	2040- 2043гг	2040-2043гг	2037-2040гг
Кокомеренская ГЭС-2	912	4 ГА	2042- 2045гг	2042-2045гг	2039-2042гг
Новые Малые ГЭС:	139,2				
ЧаканГЭС-25, Баласару ГЭС- 25			50 МВт	В 2023г.	В сцен. - 1, 2, 3
ОртотокойГЭС-21, ЧоканГЭС-18			18 МВт	В 2024г.	В сцен. - 1, 2, 3
КаракульскаяГЭС- 18,Торткульская ГЭС-3, Папанская ГЭС-20			41 МВт	В 2030г.	В сцен. - 1, 2, 3

Сокулукская ГЭС-1,5, Ойалминская ГЭС- 7,7			9,2 МВт	В 2036г.	В сцен. - 1, 2, 3
СЭС (солнечные)	420		50 МВт	В 2022г.	В сцен. - 1, 2, 3
			170 МВт	В 2023г.	В сцен. - 1, 2, 3
			200 МВт	В 2026г.	В сцен. - 1, 2, 3
ВЭС	400		400		

На рис. 4.7 представлено географическое положение рассматриваемых планируемых ГЭС.

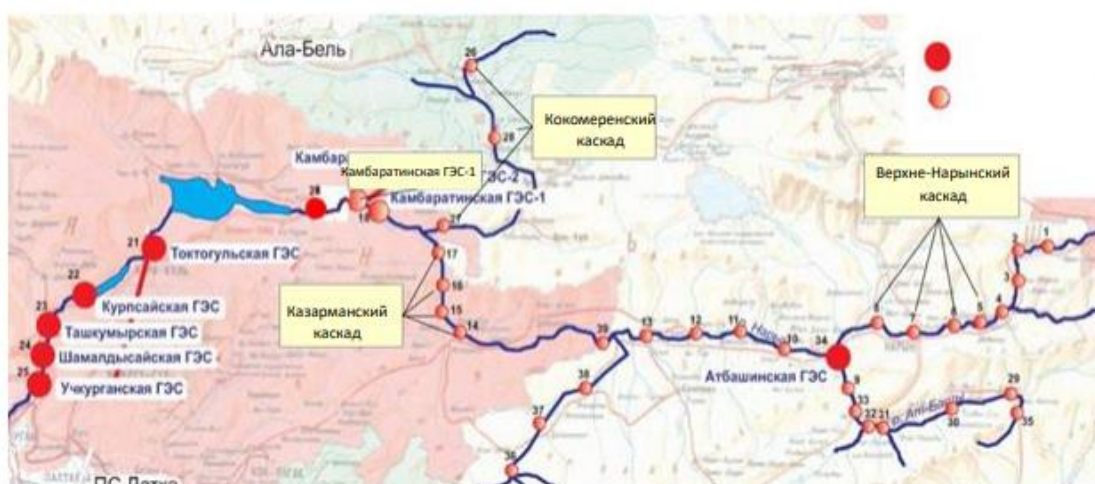


Рисунок 4.7 - Географическое положение рассматриваемых планируемых ГЭС

РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧ И ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ.

При реализации задач по приоритетам необходимо в электроэнергетике:

- завершить реконструкцию Токтогульской ГЭС;
- завершить реконструкцию Уч-Курганской ГЭС;
- внести 2 и 3-ий агрегатов Камбаратинской ГЭС-2;
- построить Камбаратинской ГЭС-1.

На первом этапе в 2024–2027 годах на существующих электрических станциях после завершения реабилитации Токтогульской ГЭС в 2025 году увеличится мощность на 240 МВт и срока эксплуатации увеличится на 35–40 лет.

В 2023 году завершилась реконструкция Ат-Башинской ГЭС с увеличением мощности на 5,6 МВт.

Завершение реабилитации Уч-Курганской ГЭС в 2028 году увеличит мощность на 28 МВт и повысит надежность электроснабжения. В 2027 году планируется увеличение мощности на 120 МВт за счет ввода второго гидроагрегата Камбаратинской ГЭС-2 и.

Камбаратинская ГЭС-1 с установленной мощностью 1860 МВт. В 2023 году начаты подготовительные работы. Пуск первых гидроагрегатов планируется к 2031 году.

Верхне-Нарынский каскад ГЭС с суммарными мощностью 234,5 МВт и выработкой электроэнергии в объеме 942,3 млн. кВтч. Необходимо привлечь инвесторов и ввести в эксплуатацию в период 2029–2032 гг., из них Нарынскую ГЭС-2 в 2026–2029 годах, Нарынскую ГЭС-3 в 2026–2031 годах, Нарынскую ГЭС-1 в 2029–2032 годах.

Казарманский каскад ГЭС с суммарными мощностью 1160 МВт и выработкой электроэнергии 4460 млн. кВтч, из них Алабугинская ГЭС - 600 МВт, Кара-Булунская ГЭС-1 - 149 МВт, Кара-Булунская ГЭС-2 - 163 МВт, Тогуз-Тороузская ГЭС - 248 МВт. Необходимо завершить переговоры с инвесторами и ввести в период 2027–2028 годов.

Суусамыр-Кокомеренский каскад ГЭС с суммарными мощностью 1305 МВт выработкой электроэнергии 3317 млн. кВтч, из них Кара-Кольская ГЭС - 33 МВт, Кокомеренская – ГЭС - 1 360 МВт, Кокомеренская - ГЭС-2 912 МВт. Необходимо привлечь инвесторов и ввести в период 2027–2032 годов.

Увеличение выработки электроэнергии в летнее время (май-сентябрь) на ТЭЦ города Бишкек в период 2024–2028 гг. (для уменьшения дополнительных пусков воды из Токтогульского водохранилища при экспорте электроэнергии по проекту CASA-1000 в объеме от 1,25 до 1,75 млрд.кВт.ч).

Малые ГЭС. В 2024–2027 годах планируется ввод ГЭС на существующих водохранилищах с суммарной мощностью 80 МВт, в том числе ГЭС Бала-Саруу мощностью 21 МВт на Кировском водохранилище (ввод в 2024 году), ГЭС на Орто-Токойском водохранилище мощностью 21 МВт (ввод в 2026 году), Кара-Кульской ГЭС мощностью 18 МВт (ввод в 2026 году), Папанской ГЭС мощностью 20 МВт (ввод в 2027 году).

Солнечные и ветровые электростанции (СЭС и ВЭС)

Имеются все возможности строительства в 2024–2035 годах СЭС общей мощностью 3650 МВт с выработкой 6,6 млрд. кВт.ч в год и 2 ВЭС общей мощностью 400 МВт 560 млн. кВт.ч в год.

В 2023 году введена первая СЭС мощностью 80 кВт в КГТУ им.И.Раззакова (проект ЮСАИД «Энергетика Центральной Азии»).

В 2025 году в Тонском районе Иссык-Кульской области ОсОО «Бишкек-Солар» запланирован ввод СЭС мощностью 300 МВт.

В 2024 году ОсОО «Кун-Булагы» запланирован ввод СЭС мощностью 50 МВт.

В 2024–2027 годах компанией MolingEnergy запланирован ввод СЭС мощностью 1500 МВт: 100 МВт в 2024, 650 МВт в 2025, 375 МВт в 2026 и 375 МВт в 2027 годах.

В 2025–2026 годах в Иссык-Кульской области компанией ChinaPowerInternationalDevelopment запланирован ввод СЭС мощностью 1000 МВт. Ввод 500 МВт (в 2025 году) и 500 МВт (в 2026 году).

При вводе указанных СЭС выработка в 2024 году составит 180 млн. кВтч, в 2025 году – 3,5 млрд. кВтч, в 2026 году – 3,7 млрд. кВтч и в 2027 году – 6,6 млрд. кВтч.

Две ветроэнергоустановки по 200 МВт планируют соорудить к 2024 году с выработкой до 560 млн. кВтч.

Согласно прогнозу баланса электроэнергии, выработка электроэнергии возрастет на первом этапе с 14,2 млрд. кВтч в 2024 году до 22,7 млрд. кВтч в 2027 году (или в 1,3 раза). При этом потребление за этот период возрастет в 1,1 раза. Дефицит ожидается в объеме 2,8 млрд. кВтч в 2024 году, который будет снижаться, и профицит ожидается к 2025 году в объеме 448 млн.кВтч. Таким образом, возможен выход из дефицита электроэнергии и мощности в энергосистеме страны с 2026 года.

На втором этапе в 2028–2035 годы производство электроэнергии возрастет с 27,9 млрд.кВтч в 2028 году и до 39,4 млрд.кВтч в 2035 году или в 1,4 раза при росте потребления в 1,3 раза.

Таким образом, при опережающих темпах производства над темпами потребления электроэнергии возможно обеспечить резерв мощности в энергосистеме и соответственно экспорт.

В структуре производства электроэнергии доля ВИЭ возрастет с до 24 % в 2025 году, до 35 % в 2027 году и далее, с вводом в действие Камбаратинской ГЭС-1, Верхне-Нарынского, Казарманского и Суусамыр-Кокомеренского каскадов ГЭС, доля ВИЭ уменьшится до 20 % в 2035 году.

Проведенные водно-энергетические расчеты (ВЭР) на период 2023–2035 годов, согласно прогнозу на базе действующих и с учетом ввода новых мощностей и роста потребления электроэнергии, показали, что на сегодня проблема накопления или сохранения объема воды в Токтогульском водохранилище остается напряженной. Чем дольше будет затягиваться строительство КАГЭС-1, тем тяжелее будет ситуация в кыргызской энергосистеме. С целью обеспечения оптимального водно-энергетического

режима и рационального использования водных ресурсов в Нарынском бассейне необходимо ускорить Камбаратинской ГЭС-1 и завершить строительство Камбаратинской ГЭС-2.

Ввод КАГЭС-1 позволит работать Токтогульскому гидроузлу в оптимальном режиме, обеспечивая попуски воды в соседние республики в весенне-летний период и полностью потребности Кыргызской Республики в электроэнергии в осенне-зимний период. Главной задачей КАГЭС-1 будет компенсирующий режим работы и обеспечение потребности страны в электроэнергии, вырабатываемой Нижне-Нарынским каскадом ГЭС в осенне-зимний период. Это определяет его высокую эффективность и неопенимую роль в энергосистеме, так как возрастут возможности экспорта до 5,8 млрд.кВтч в 2028 году, до 6,9 млрд.кВтч в 2030 году и до 11,2 млрд.кВт.ч к 2035 году.

При этом необходимо:

- обосновать и утвердить нормативы потерь: до 4 % - в сетях 110–500 кВ и до 8 % в сетях 0,4–35 кВ;
- создать резерв мощности 360, 465 МВт;
- создать условия для выравнивания суточных и сезонных графиков нагрузки (дифференцированные тарифы и другие методы);
- принять Правила устройства электроустановок, Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей и другие нормативные правовые акты в сфере обеспечения безопасности энергетического хозяйства и персонала;
- развивать инфраструктурные сооружения, так как ввод СЭС и ВЭС потребует дополнительные вводы электрических сетей и подстанций.

В дальнейшем следует принять План перспективного развития передающих и распределительных электрических сетей на 2028–2035 годы и ежегодные Планы капитального строительства, модернизации и реконструкции.

Развитие электрических сетей

Исходная информация:

- в 2024 году ожидается начало экспорта электроэнергии в Афганистан и Пакистан по проекту CASA-1000;
- ОАО «НЭС Кыргызстана» выданы технические условия на подключение в 2024 году 82,3 МВт мощности, в 2025 году – 292,3 МВт;
- электроснабжение города Асман планируется от ПС 110 кВ «Тору-Айгыр» и «Бостери»;

- в Иссык-Кульской области планируется строительство крупных электростанций с использованием ВИЭ;
- в Джалал-Абадской области прогнозируется строительство объектов горнодобывающей промышленности;
- в городах Ош и Джалал-Абад прогнозируется рост нагрузок;
- снижена надежность электроснабжения Чон-Алайского района;
- реализуется проект «Модернизация и устойчивость электроэнергетического сектора»;
- увеличивается количество новостроек и жилмассивов;
- увеличивается количество электромобилей;
- планируется ввод электростанций с использованием ВИЭ.

Меры. Первый этап (2024–2027 годы)

- завершить строительство ВЛ 500 кВ «Датка-Худжант» протяженностью 455,8 км и установку дополнительной ячейки 500 кВ на ПС 500 кВ «Датка»;
- привлечь инвестиции на строительство ПС 220 кВ «Учкун» и ВЛ 220 кВ «Учкун-ЛЭП Фрунзенская – Кемин» протяженностью 25 км;
- перевести ПС 35 кВ «Издательство» в городе Бишкек на напряжение 110 кВ;
- привлечь инвестиции на строительство ПС 220 кВ «Каракол» и ВЛ 220 кВ «Тамга–Каракол» протяженностью 90 км и реконструкцию ПС 220 кВ «Тамга»;
- привлечь инвестиции на строительство ОРУ 500 кВ ПС «Иссык-Кульская» и ВЛ 500 кВ «Иссык-Кульская – Кемин».
- проработать проект по улучшению электроснабжения Чаткальского района (расширение ПС 110 кВ «Шекафтар», строительство ОРУ 220 кВ, установка автотрансформатора 125 МВА, строительство ВЛ 220 кВ «Кристалл – «Шекафтар» протяженностью 120 км) и перевода ПС и ВЛ 35 кВ «Жаны-Базар» на 110 кВ и существующих сетей 110-35-10-6 кВ на ПС 220 кВ «Шекафтар»;
- завершить строительство новой ПС 220 кВ «Исанов» в Узгенском районе;
- проработать проект по повышению надежности электроснабжения Чон-Алайского района (перевод ПС 35 кВ «Дараут-Коргон» на 110 кВ с установкой двух трансформаторов по 16 МВА, строительством ВЛ 110 кВ «Алай – Дароот-Коргон» протяженностью ориентировочно 90 км, строительством линейной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ «Алай»);
- проработать перевод ПС 35/6-10 кВ «Ош-3» на 110 кВ;

– проработать модернизацию ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ на существующих ПС 35-110-220 кВ (замена масляных выключателей, ОД-КЗ, панелей РЗА, аккумуляторных батарей, ОПН и др. оборудования);

– разработать план замены фарфоровых изоляторов на ВЛ 35 кВ во всех ПЭС;

– в соответствии с проектом «Модернизация и устойчивость электроэнергетического сектора» выполнить реконструкцию сетей 0,4–10 кВ с заменой проводов на СИП протяженностью 350 км; строительство и реконструкцию 1000 трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ, цифровизацию, установить 590 тыс. счетчиков АСКУЭ с внедрением систем SCADA и Billing;

– определить перспективные пункты (имеющие техническую возможность подключения) размещения зарядных станций для электротранспорта;

– установить трехдневный срок выдачи технических условий для подключения зарядных станций;

– установить 1172 трансформаторные подстанции общей мощностью 253,7 кВА, реконструировать и построить 2,5 тыс. км. сетей 0,4–6–10 кВ в 1332 новостройках и жилмассивах;

– разработать План перспективного развития передающих и распределительных электрических сетей на 2024–2027 годы и ежегодные Планы капитального строительства, модернизации и реконструкции;

– в связи с планируемым широким внедрением электростанций с использованием ВИЭ регулярно проводить исследования, совершенствовать систему автоматического регулирования частоты и мощности, систему противоаварийной автоматики, обеспечить сбор и обработку отсутствующих/недостающих данных телеизмерений в системе SCADA.

Таким образом, в 2024–2027 годах с выполнением намеченных планов улучшится состав, структура и качество сетей, повысится надежность электроснабжения.

Меры по развитию теплоснабжения:

– разработать схему развития теплоснабжения города Бишкек до 2035 года;

– разработать Программу развития систем теплоснабжения городов и населенных пунктов (Ош, Джалал-Абад, Токмок, Кызыл-Кия, Каракол и др.);

– стимулировать использование ВИЭ (фотоэлектрические панели, солнечные коллекторы, тепловые насосы, геотермальная энергия, биогаз);

– разработать Программу модернизации и технического перевооружения котельных и тепловых сетей;

- ввести котельные в 20 малых городах и поселках городского типа;
- установить тарифы на тепловую энергию на уровне себестоимости;
- регулярно обновлять Методику по расчету потребности в тепловой энергии зданий с учетом инноваций в архитектуре и строительстве.

В результате выполнения этих мер, повысится качество теплоснабжения, снизятся нагрузки на электрические сети.

Меры в сфере ВИЭ

- строительство в 2025 г. СЭС по регионам суммарной мощностью 3650 МВт и ВЭС 400 МВт;
- строительство биогазовых установок и использование отходов в качестве удобрения;
- строительство малых ГЭС и СЭС в Иссык-Кульской, Нарынской, Джалал-Абадской, Чуйской и Таласской областях (увеличение доли малых ГЭС и СЭС до 25 % к 2035 году);
- ежегодные квоты ввода электростанций с использованием ВИЭ по мощности, регионам и видам электростанций;
- определение источников покрытия разницы между тарифами на электроэнергию и тарифами с учетом повышающих коэффициентов в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии».

Угольная промышленность

Исходная информация:

- отсутствуют резервы мощностей по выработке электрической и тепловой энергии;
- слабое развитие децентрализованных источников теплоснабжения;
- увеличение добычи угля обеспечивается за счет собственных средств предприятий;
- большие объемы угля импортируются из Республики Казахстан;
- в целях налаживания сотрудничества по экспорту и импорту угля подписано соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве Республики Узбекистан и Кыргызской Республики.

Меры (2024–2035 годы)

- провести модернизацию и техническое перевооружение существующих угольных предприятий;
- провести освоение новых месторождений;
- проработать создание на новых месторождениях обогатительных и брикетных фабрик по производству бездымных брикетов;
- проработать вопрос газификации угля;

– проработать вопрос производства коксобрикетов для металлургического производства на базе коксующихся углей Узгенского каменноугольного бассейна.

Таким образом, на первом этапе возможен рост добычи угля до 2,5 млн.т к 2027году, на IIэтапе (2028 – 2035 годы) прогнозируется возможность увеличения добычи угля свыше 5,5 млн. т к 2035 году, в том числе:

– в Кавакском бассейне - 1,5 млн. т к 2027 году, на втором этапе - до 3 млн. т к 2035 году;

– в Иссык-Кульском бассейне до 1,45 млн. т вплоть до 2035 года;

– в Южно-Ферганском бассейне от 248 тыс. т до 265 тыс. т к 2035 году;

– в Алайском бассейне на месторождении Кызыл-Булак 300 тыс. т на протяжении всего периода;

– в Северо-Ферганском каменноугольном бассейне от 140 тыс.т до 180-200 тыс.т к 2035 году.

В связи с увеличением добычи угля планируется:

– создание Центра мониторинга производственно-хозяйственной деятельности и текущей оперативной ситуации в филиалах ГП «Кыргызкомур»;

– привлечение инвесторов для подземной разработки участка «Сулюкта-11», месторождения «Бешбурхан», участка «Маркай» каменноугольного месторождения «Кок-Жангак», углепроявления «Кабак-Балыкты» в Чон-Алайском районе Ошской области;

– привлечение инвесторов для приобретения автопогрузочной техники для поставок угля Кара-Кече и Мин-Куша на ТЭЦ города Бишкек;

– привлечение инвестиций для строительства обогатительной и брикетной фабрики;

– строительство сортировочного комплекса на участке «Центральный» месторождения Кара-Кече;

– создание совместного кыргызско-узбекского предприятия по экспорту угля в Республику Узбекистан;

– получение лицензий на разработку перспективных угольных месторождений в Ошской, Джалал-Абадской и Баткенской областях;

– создание объединений угледобывающих предприятий Ошской, Джалал-Абадской и Баткенской областей по экспорту угля в Республику Узбекистан.

Нефтегазовая отрасль

Исходная информация:

–наблюдается спад добычи нефти и газа;

– добыча природного газа на существующих месторождениях незначительна и составила в 2022 году 29,8млн. м³, к 2027 году рост вырастет до 40 млн. м³, а 2035 году - до 50 млн.м³ (недостаточно для обеспечения населения, промышленности и других сфер);

– несмотря на незначительные объемы добычи, ОАО «Кыргызнефтегаз» является прибыльным предприятием (так, при росте себестоимости добычи нефти за период 2023–2027 годы на 5 % доходы превышают расходы);

– большие объемы газа импортируются (в 2022 году импорт составил 387 млн.м³);

– не решен вопрос поставки нефти из стран ЕАЭС.

Меры

1. Повышение эффективности и надежности системы газоснабжения в разрезе регионов.

2. Увеличение добычи ОАО «Кыргызнефтегаз» нефти и газа по всем месторождениям:

– ввод в эксплуатацию новых месторождений нефти «Восточный Шамалды», «Северный Избаскент» и «Алаш»;

– освоение месторождения «Майлу-Су IV–Восточный Избаскент» (запасы около 4,0 млн.т);

– ежегодное проведение геолого-технических мероприятий на 100–120 нефтяных скважинах;

– ежегодное проведение гидроразрыва пласта на 15–30 нефтяных скважинах;

– ежегодное бурение новых скважин (35–50 скважин к 2025 году) и дополнительное бурение по две разведочных скважины.

3. Реализация Стратегии развития ОАО «Кыргызнефтегаз» в области геологоразведочных работ на нефть и газ путем:

– составления технических проектов на разработку месторождений нефти «Восточный Шамалды», «Северный Избаскент» и «Алаш»;

– составления проекта на бурение поисковой скважины на площади Междуреченская и бурение 1-й поисково-разведочной скважины в 2024 году;

– получения 3 новых лицензий на геолого-поисковые работы на площадях «Кугарт», «Жаны-Арык» в Джалал-Абадской области и «Ачик-Таш» в Ошской области;

– подача заявки на получение лицензий на геологоразведочные работы;

– ускорения геолого-поисковых работ на площади «Междуреченская» и подача заявок для получения лицензий.

Таким образом, добыча нефти по прогнозу ОАО «Кыргызнефтегаз» возрастет до 250 тыс.т к 2025 году и до 270 тыс.т к 2027 году, что позволит загрузить Джалал-Абадский НПЗ.

Полное обеспечение природным газом прогнозируется за счет увеличения импорта с 387 млн.м³ в 2022 году до 686 млн.м³ в 2027 году или в 1,8 раза и к 2035 году – 859 млн.м³ или в 1,25 раза.

Газоснабжение

Исходная информация:

–закупочная цена на природный газ составляет 150 долларов США за 1000 м³ (мировые цены выше);

– в 2022 году потребление газа составило всего 387 млн.м³ газа (справочно: потребление Армении составляет более 2,5 млрд.м³ газа в год, Беларуси – 20 млрд.м³);

– объемы поставок ежегодно увеличиваются, в 2022 году поставки составили 387 млн.м³ или на 40 % больше, чем в 2021 году (278 млн.м³);

– по долгосрочному прогнозу в ближайшие 20 лет мировое потребление газа вырастет на 20 %;

– наблюдается сезонное повышение цен на уголь.

Кроме того, в соответствии с Генеральной схемой газификации Кыргызской Республики до 2030 года намечается увеличить поставки природного газа на первом этапе с 403 млн.м³ в 2023 году до 723 млн.м³ к 2027 году и на втором этапе – до 855 млн.м³ к 2035 году, в том числе:

– в городе Бишкек увеличение составит с 232 млн.м³ в 2023 году до 448 млн.м³ к 2027 году и до 548 млн.м³ к 2035 году;

– в Чуйской области до 192 млн.м³ к 2027 году и до 240 млн.м³ к 2035 году;

– в Ошской области до 40 млн.м³ к 2027 году и до 55 млн.м³ к 2035 году;

– в Джалал-Абадской области до 11 млн.м³ к 2027 году и 15 млн.м³ к 2035 году.

Меры:

1. Развивать газовые месторождения в Джалал-Абадской области;

2. Рекомендовать ОАО «РСК Банк», ОАО «Айыл-Банк» кредитование населения по сниженным процентным ставкам для подключения к газовым сетям;

3. Составить перечень населенных пунктов, новостроек, жилмассивов и т.д. для газификации и внести предложения в Кабинет Министров Кыргызской Республики о финансировании из республиканского бюджета;

4. Составить перечень угольных котельных, провести сравнительный анализ затрат и выгод при использовании угля и газа и внести рекомендации о целесообразности (или нет) перевода на газ;
5. Стимулировать использование газа автотранспортом

Мониторинг и оценка. По итогам исполнения Плана мероприятий на период на 2024- 2027 года будет оцениваться достигнутый прогресс через Матрицу индикаторов мониторинга и оценки реализации НЭП-2035 (Приложение 3) и приниматься политические решения по оптимальному использованию ресурсов и выбору альтернативных возможностей для последующих шагов с разработкой следующего Плана мероприятий на 2028-2035 годы.

Таким образом обеспечение опережающих темпов производства электро- и теплоэнергии, угля, нефти и природного газа будет способствовать выводу страны из энергетического кризиса, а энергетику из чрезвычайной ситуации в намеченные Президентом КР сроки к августу 2026 года.

ГЛАВА 5. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ЭЛЕКТРОСЕТИ И ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ (РАЦИОНАЛЬНОЙ) СТРУКТУРЫ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

5.1 Оптимизация баланса электроэнергии за счет сокращения потерь в электрических сетях

Расчеты потерь электроэнергии в современных условиях выполняются с целью разработки мероприятий по уменьшению затрат на транспорт электрической энергии, определения коммерческих потерь и выделения «очагов» этих потерь, обоснования затрат на транспорт электроэнергии при формировании тарифов. К основным требованиям можно отнести следующее: повышение точности расчетов, возможность контроля объективности исходных данных и получаемых результатов, интеграция с геоинформационными системами, ОУИК, АСКУЭ, подсистемами автоматизации энергосбытовой деятельности.

Стоимость потерь электроэнергии - это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Известно, что часть потерь является технологическим расходом электроэнергии, необходимый для преодоления сопротивления сети и доставки потребителям выработанной на электростанциях электроэнергии. Этот технологически необходимый расход электроэнергии должен оплачиваться потребителем. Он, по существу, и является нормативом потерь.

Стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на электроэнергию. В силу монопольного характера электроснабжения, продолжающихся кризисных явлений в экономике, установления экономических тарифов на уровне баланса цен спроса и предложения с помощью рыночных механизмов невозможно. В этой ситуации регулирование тарифов возлагается на государственные органы. Энергоснабжающие организации на основе «Положения нормирования технологического расхода электроэнергии на её передачу по сетям энергокомпаний», должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а регулирующий орган - анализировать эти обоснования и принимать или корректировать. При этом экономически целесообразный уровень потерь электроэнергии позволяет оптимизировать потери электроэнергии и в будущем прогнозировать уровень потерь электроэнергии в электрических сетях. Поддержание целесообразного уровня

потерь электроэнергии позволяет экономить топливно-энергетические ресурсы.

В норматив потерь должны включаться:

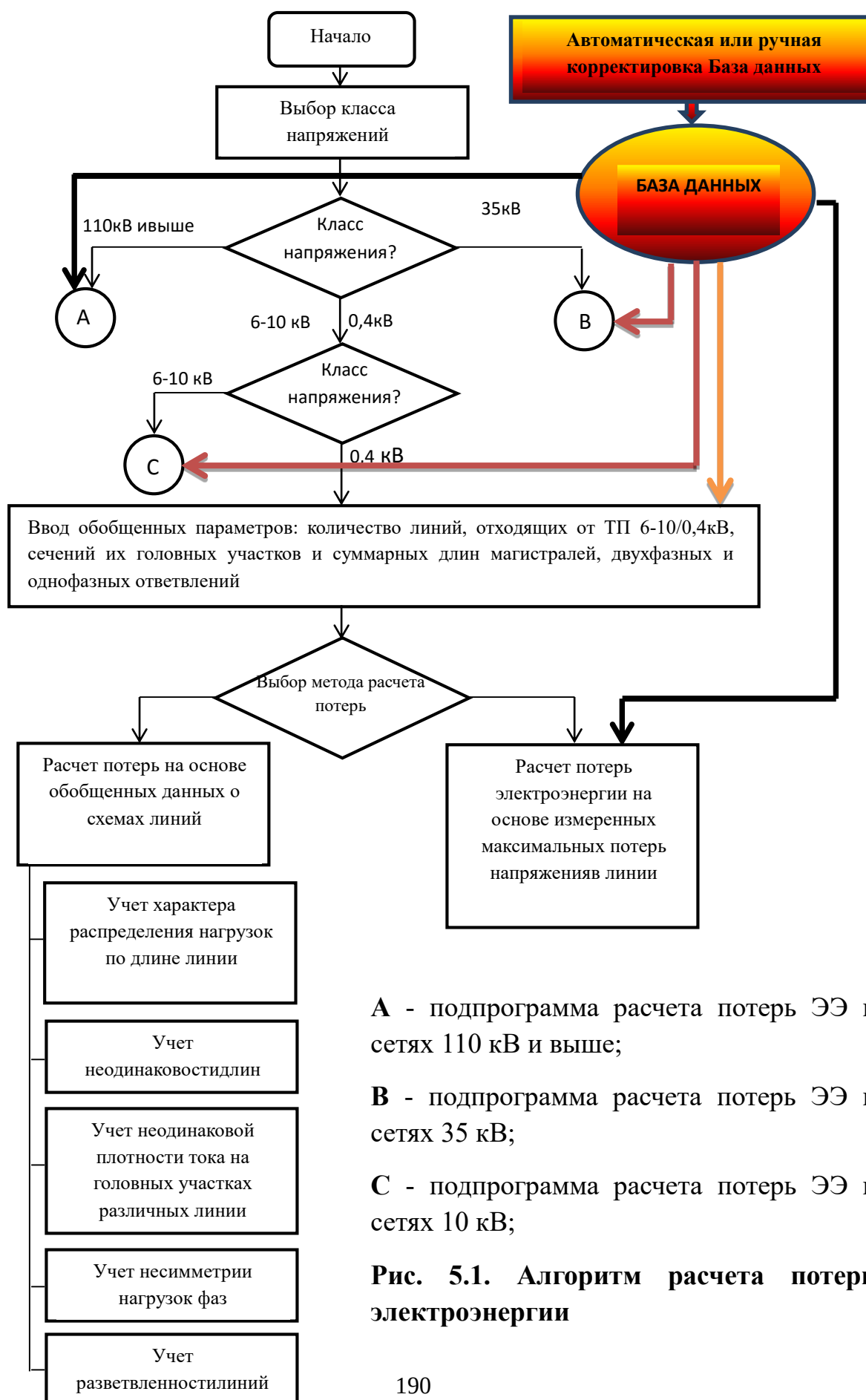
- потери холостого хода в трансформаторах, батареях статических конденсаторов и статических компенсаторов, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК;
- потери на корону в линиях;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- прочие обоснованные и документально подтвержденные условно-постоянные потери;
- нагрузочные переменные потери в электрических сетях;
- потери в связи с погрешностями приборов учета электроэнергии.

Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях можно определить как экономически обоснованный и документально подтвержденный технологический расход электроэнергии при ее транспортировке при условии, что этот расход произведен для осуществления деятельности, направленной на получение дохода энергокомпаний.

Особенностью этих сетей является неодинаковость нагрузок фаз. Большинство нагрузок в таких сетях однофазные, подключенные между фазным и нулевым проводами на напряжение 0,23 кВ. Несмотря на то, что их стараются присоединить к трехфазной сети равномерно между фазами, это не всегда удастся. С течением времени у абонентов появляются новые ЭП. Их включение и отключение происходит независимо друг от друга, поэтому даже при их равномерном распределении между фазами текущие нагрузки фаз неодинаковы. При анализе режимов различают вероятностную несимметрию, имеющую перемежающийся характер с большей загрузкой то одной, то другой фазы, и систематическую несимметрию, при которой неодинаковы средние значения нагрузок.

Первый вид несимметрии может быть устранен лишь специальными устройствами с тиристорным управлением, автоматически переключающими часть нагрузок с перегруженной на недогруженную фазу. Систематическая несимметрия может быть снижена путем перераспределения нагрузок между фазами.

Алгоритм расчета потерь электроэнергии приведен на рис. 5.1.



Снижение потерь электроэнергии за счет проведения этого мероприятия определяют по формуле

$$\delta W = \Delta W_{i1} (1 - k_{nn2} / k_{nn1}), \quad (5.1)$$

где k_{nn1} и k_{nn2} – коэффициенты неравномерности по нагрузке до и после их симметрирования, определяемые по формуле:

$$k_{ii} = \frac{I_A^2 + I_{\bar{A}}^2 + I_{\bar{N}}^2}{3I_{\bar{0}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_N}{R_0} \right) - 1,5 \frac{R_N}{R_0},$$

где ΔW_{i1} — потери электроэнергии в сети в исходном режиме.

Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях с помощью термостата

С развитием оптового и розничных рынков электроэнергии, с новыми хозяйственными и экономическими отношениями субъектов этих рынков всё более актуальными становятся и новые задачи расчёта технологических потерь электроэнергии, в том числе:

- оперативный мониторинг потерь мощности и электроэнергии на получасовых и часовых интервалах не только для сети в целом, но и для отдельных участков, линий и трансформаторов с целью своевременного принятия решений по снижению этих потерь;
- оперативный расчёт, анализ и прогнозирование потерь от транзитных перетоков мощности и электроэнергии, разделение этих потерь между участниками рынка электроэнергии по степени их влияния на величину транзитных потерь;
- прогноз потерь электроэнергии на сутки вперёд для повышения точности прогнозирования балансов электроэнергии на соответствующих торговых площадках;
- прогноз потерь электроэнергии на среднесрочную и долгосрочную перспективу с учётом прогнозов электропотребления, развития электрических сетей, ввода нового генерирующего оборудования, климатических условий для повышения обоснованности программ развития электроэнергетики, программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности электросетевого комплекса.

В работе предложен способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях с помощью разработанной экспериментальной установки, основным элементом которой являются термостаты. В термостатах расположены физические модели элементов трехфазной электрической сети.

Основным устройством установки является Arduino, с помощью которого проводится экспериментальное исследование по влиянию несимметрии на потери электроэнергии.

Потери электроэнергии в электрических сетях неизбежны, поэтому важно чтобы они не превышали утвержденного экономически обоснованного нормативного уровня, который объясняется технологическим расходом электроэнергии, связанным с затратами самой передаваемой электроэнергии по элементам электрических сетей и вызывающих, в первую очередь, их нагрев. Превышение норм технологического расхода электроэнергии говорит о существующих проблемах.

В 1964 г. был разработан Я.Ф. Кузьминым и Л.А. Эглитис-Цауне способ измерения потерь активной мощности, в котором были использованы два ваттметра, один из которых включают на разность токов на входе и выходе элемента сети и на напряжение на входе его, а другой ваттметр – на разность напряжений на входе и выходе и на ток на выходе элемента [1]. Разработанный нами способ измерения потерь электроэнергии в элементах электрической сети с помощью термостатов, отличается тем, что, с целью повышения точности измерения потерь электроэнергии, а также с развитием информационных технологий и современных устройств, применили электронное устройство «Arduino». Arduino является устройством сопряжения между компьютером и исполнительными элементами, применяется для управления электронными устройствами с возможностью приема сигналов от цифровых и аналоговых датчиков, которые могут быть подключены к нему [2].

В электрических сетях постоянно изменяется сила тока и напряжения, что затрудняет математически получить точные результаты о рассеивании энергии в элементах электрических сетей по закону Джоуля-Ленца. Для упрощения получения данных рассеивания энергии в элементах электрических сетей применяем физическую модель исследования в виде термостатов. Физическая модель разработана для трехфазной сети в виде трех термостатов на каждую фазу. Термостат состоит из корпуса, выполненного из нержавеющей стали, с двойными стенками, между которыми выкачан воздух (создан [вакуум](#)) для уменьшения [теплопроводности](#) и [конвекции](#) между колбой термостатов и внешней средой. Следующими элементами термостата являются физическая модель элемента электрической сети (токопроводящая жила) и наполнитель. Для уменьшения [теплового излучения](#) внутренние поверхности стеклянной колбы покрыты слоем из отражающего, [зеркального](#) материала. Наружный корпус термостатов со стеклянной колбой изготовлены из металла (рис. 2), в котором находится

электронный термодатчик, с заданным коэффициентом рассеивания тепловой энергии в окружающую среду в зависимости от разности температуры внутри термостатов от окружающей среды. Термостаты наполняются трансформаторным маслом, с известной теплоемкостью и весом. Температура трансформаторного масла передается электронному термодатчику, с выходом на Arduino.

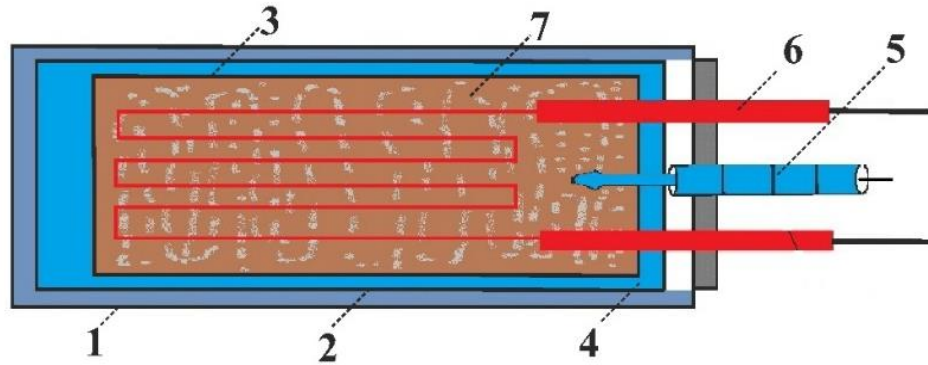


Рис. 5.2. Термостат: 1 – корпус; 2 – внешний стеклянный сосуд; 3 – внутренний стеклянный сосуд; 4 – вакуум; 5 – электронный термодатчик; 6 – токоведущий элемент; 7 – трансформаторное масло.

Как известно [4], уравнение для определения перегрева жил токопроводов относительно температуры окружающей среды имеет вид

$$\tau \frac{d\vartheta}{dt} + \vartheta = \vartheta_{\text{ж.н}} \left(\frac{I}{I_n} \right)^2, \quad (5.2)$$

где τ – реальная постоянная нагрева токопровода; ϑ – температура перегрева токопровода; $\vartheta_{\text{ж.н}}$ – максимально допустимая температура жил; I – ток нагрузки; I_n – длительно допустимый ток токопровода.

Более точное уравнение, учитывающее зависимость сопротивления и постоянной нагрева токопровода от температуры, имеет вид [5]

$$\tau(\vartheta) \frac{d\vartheta}{dt} + \vartheta = K_R(\vartheta) \cdot \vartheta_{\text{ж.н}} \left(\frac{I}{I_n} \right)^2; \quad (5.3)$$

$$\text{где } \tau(\vartheta) = \frac{\tau_0}{1 + 0.3 \left(1 - \frac{\vartheta}{\vartheta_{\text{ж.н}}} \right)}, \quad (5.4)$$

τ_0 – значение постоянной нагрева при длительно допустимой температуре жил $\vartheta_{\text{ж.н}}$; α – температурный коэффициент сопротивления токопровода.

Физическая модель, в виде токопроводящих жил с подобранными сечениями (0,5мм², 0,75мм² и 1,0мм² в каждом термостате), удельным сопротивлением, весом и длиной находятся в термостатах. Теплоемкость и вес изоляции токопроводящих жил известны, что позволяет точно определить количество рассеиваемой энергии токопроводящих жил, по формулам:

Сопротивление рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\rho l}{s} \quad (5.5)$$

где R — сопротивление, Ом; ρ - удельное сопротивление, Ом·мм² / м; l — длина провода, м; s — площадь сечения провода, мм².

Удельное сопротивление чистой электротехнической меди при 20°C составляет **0,0172 Ом·мм²/м**.

Удельное сопротивление меди изменяется с температурой, но для температур, характерных для сферы ИТ, эти изменения невелики. Изменение удельного сопротивления рассчитывается по формулам:

$$\Delta\rho = \alpha \cdot R \cdot \Delta T \quad (5.6)$$

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot (1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)) \quad (5.7)$$

где $\Delta\rho$ – изменение удельного сопротивления, ρ_1 – удельное сопротивление при температуре, принятой в качестве базового уровня (обычно 20°C), ΔT – градиент температур, α – температурный коэффициент удельного сопротивления для данного материала (размерность °C⁻¹). В диапазоне от 0°C до 100°C для меди принят температурный коэффициент 0,004 °C⁻¹. Рассчитаем удельное сопротивление меди при 60°C.

$$\rho_{60^\circ C} = \rho_{20^\circ C} \cdot (1 + \alpha \cdot (60^\circ C - 20^\circ C)) = 0,0172 \cdot (1 + 0,004 \cdot 40) \approx 0,02 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} \quad ()$$

k_n - коэффициент разности рассеивания энергии при повышении сопротивления токопроводящих жил выше 25°C.

Рассчитаем k_n при 60°C и сечением жилы 0,5 мм²:

$$k_{60} = \frac{((\rho_{60^\circ C} \cdot 5^2) - (\rho_{25^\circ C} \cdot 5^2))}{(\rho_{55^\circ C} \cdot 5^2)} = \frac{((0,39904 \cdot 25) - (0,35088 \cdot 25))}{0,39216 \cdot 25} = 0,122807018 \quad (8)$$

Далее в таблицах 5.1, 5.2. и 5.3 приведены результаты ρ , R и k_n , при сечении кабеля 0,5; 0,75; 1,0 мм².

Таблица 5.1. Значения ρ , R и K_n при сечении кабеля 0,5 мм²

0,5 мм ²	t	ρ	R, Ом	k _n
1	25	0,017544	0,35088	0
2	30	0,017888	0,35776	0,019607843
3	35	0,018232	0,36464	0,038461538
4	40	0,018576	0,37152	0,056603774
5	45	0,01892	0,37840	0,074074074
6	50	0,019264	0,38528	0,090909091
7	55	0,019608	0,39216	0,107142857
8	60	0,019952	0,39904	0,122807018
9	65	0,020296	0,40592	0,137931034
10	70	0,02064	0,41280	0,152542373
11	75	0,020984	0,41968	0,166666667
12	80	0,021328	0,42656	0,180327869
13	85	0,021672	0,43344	0,193548387
14	90	0,022016	0,44032	0,206349206
15	95	0,02236	0,44720	0,21875
16	100	0,022704	0,45408	0,230769231

Таблица 5.2. Значения ρ, R и K_n при сечении кабеля 0,75 мм²

0,75 мм ²	t	ρ	R, Ом	k _n
1	25	0,017544	0,233920	0
2	30	0,017888	0,238507	0,019607843
3	35	0,018232	0,243093	0,038461538
4	40	0,018576	0,247680	0,056603774
5	45	0,01892	0,252267	0,074074074
6	50	0,019264	0,256853	0,090909091
7	55	0,019608	0,261440	0,107142857
8	60	0,019952	0,266027	0,122807018
9	65	0,020296	0,270613	0,137931034
10	70	0,02064	0,275200	0,152542373
11	75	0,020984	0,279787	0,166666667
12	80	0,021328	0,284373	0,180327869
13	85	0,021672	0,288960	0,193548387
14	90	0,022016	0,293547	0,206349206
15	95	0,02236	0,298133	0,21875

Таблица 5.3. Значения ρ, R и K_n при сечении кабеля 1,0 мм²

1,0 мм ²	t	ρ	$R, Ом$	k_n
1	25	0,017544	0,17544	0
2	30	0,017888	0,17888	0,01961
3	35	0,018232	0,18232	0,03846
4	40	0,018576	0,18576	0,05660
5	45	0,01892	0,18920	0,07407
6	50	0,019264	0,19264	0,09091
7	55	0,019608	0,19608	0,10714
8	60	0,019952	0,19952	0,12281
9	65	0,020296	0,20296	0,13793
10	70	0,02064	0,20640	0,15254
11	75	0,020984	0,20984	0,16667
12	80	0,021328	0,21328	0,18033
13	85	0,021672	0,21672	0,19355
14	90	0,022016	0,22016	0,20635
15	95	0,02236	0,22360	0,21875
16	100	0,022704	0,22704	0,23077

Далее определяем теплоёмкость трансформаторного масла. Вес масла 2 кг. Результаты расчетов приведены в таблице 5.4.

Таблица 5. 4. Значения теплоёмкости трансформаторного масла

t	C, кДж/(кг°С)	C, кДж/(кг°С), при массе 2 кг
25	1,698	3,395
30	1,729	3,458
35	1,759	3,517
40	1,788	3,576
45	1,817	3,634
50	1,846	3,692
55	1,876	3,751
60	1,905	3,81
65	1,935	3,869
70	1,964	3,928
75	1,995	3,99
80	2,026	4,052
85	2,056	4,111
90	2,085	4,17
95	2,115	4,229
100	2,144	4,288

Удельная теплоемкость поливинилхлорида $1,51 \text{ кДж/кг}^\circ\text{C}$, вес поливинилхлорида равен $0,0893 \text{ кг}$, $C_{ПВХ} = 0,1348 \text{ кДж}$.

Удельная теплоёмкость меди $0,383 \text{ кДж/кг}^\circ\text{C}$, вес меди $0,20025 \text{ кг}$, $C_{медь} = 0,0767383 \text{ кДж}$.

При известных значениях теплоемкости и рассеивания тепла термостатов в окружающую среду находим количество рассеиваемой энергии токопроводящих жил при повышении температуры в термостатах на 1°C с 25°C до 26°C .

Далее в таблице 5.5 приведены результаты рассеивание энергия за 1 час при температуре окружающей среды 21°C в кДж.

Таблица 5.5. Результаты рассеивание энергия за 1 час

Время в часах	$^\circ\text{C}$	рассеивание энергия за 1 час при температуре окружающей среды 21°C в кДж
1	100	36,503
1	95	35,6083
1	90	32,688
1	85	31,2208
1	80	31,123
1	75	30,876
1	70	30,546
1	65	29,9299
1	60	27,6464
1	55	25,017864
1	50	21,9555
1	45	20,3546
1	40	19,4186
1	35	17,0123
1	30	15,7441
1	25	14,4072

Находим количество рассеивания энергии в термостатах при повышении температуры на 1°C при первоначальной температуре термостата 30°C и заложенным сечением жилы $0,5 \text{ мм}^2$:

$$\begin{aligned}
Q_{0,5} &= \left((C_{\text{масло } 30^0 \text{ C}} + C_{\text{медь}} + C_{\text{ПВХ}}) + (k_{\text{расс.} 30^0 \text{ C}} \cdot t) \right) - \\
&\left(\left((C_{\text{масло } 30^0 \text{ C}} + C_{\text{медь}} + C_{\text{ПВХ}}) + (k_{\text{расс.} 30^0 \text{ C}} \cdot t) \right) \cdot k_{30^0 \text{ C}} \right) \cdot 1^0 \text{ C} = \\
&= ((3,458 + 0,0767383 + 0,1348) + (15,7441 \cdot 1)) - \\
&(((3,458 + 0,0767383 + 0,1348) + (15,7441 \cdot 1)) \cdot 0,019607843) \cdot 1 = 19,032979 \text{ кДж}
\end{aligned}
\tag{5.8}$$

где $C_{\text{масло}}$ - теплоемкость трансформаторного масла в термостате, $C_{\text{медь}}$ - теплоемкость меди в термостате, $C_{\text{ПВХ}}$ - теплоемкость поливинилхлорида в термостатах, $k_{\text{расс.}}$ - коэффициент рассеивания тепловой энергии термоса в окружающую среду в зависимости от разности температуры внутри термоса от окружающей среды, t - время, k_n - коэффициент разности рассеивания энергии при повышении сопротивления токопроводящих жил выше 25°C.

Для решения проблем, связанных с измерением потерь электроэнергии в электрических сетях создана экспериментальная установка для исследования влияния показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети (рис. 5.3), основным элементом которой является предлагаемый термостат, представляющий физическую модель исследования. С их помощью проведены экспериментальные исследования в лаборатории кафедры «Электроснабжение» Кыргызского государственного технического университета им. И.Раззакова.



Рис. 5.3. Экспериментальная установка для исследования физических процессов в электрических сетях: 1- электроприемник; 2- магнитные пускатели; 3- реле; 4 - счетчик трехфазный электронный; 5 -электронный датчик температуры; 6 термостат

(физическая модель исследования); 7- ArduinoMega 2560; 8 -персональный компьютер.

***Управление переключениями нагрузок с исследованием режимов
несимметрии в электрических сетях.***

Назначение: алгоритм переключений нагрузок с фиксированным интервалом времени и мгновенной обработкой данных с электронных термодатчиков, для исследования несимметрии в электрических сетях

Введение позволит исследовать несимметрию в электрических сетях.

Язык - C++; Тип ЭВМ - ПК; Объем программы - 36,2 КБ.

Дата создания: 2018 г.

Разработанная программа на ЭВМ для экспериментальной установки по исследованию влияния показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети и алгоритм переключений нагрузок с обработкой данных и выводом информации через Com-port. Программа позволяет задать алгоритм переключений нагрузок с фиксированным интервалом времени и мгновенной обработкой данных с электронных термодатчиков, для исследования несимметрии в электрических сетях. Для исследования влияния несимметрии в электрических сетях, с возможностью выбора режимов (симметричный режим; несимметричный режим, при нагрузке по двум фазам; несимметричный режим, при нагрузке одной фазы (крайний режим несимметрии) электрических сетей. В образовательном процессе магистров для выполнения исследований.

Платформа выполнена таким образом, чтобы быть максимально совместимой со своими младшими собратьями и модулями расширения (shields). Левая часть платы по конфигурации контактов идентична ArduinoUno, как по расположению, так и по назначению. Это означает, что Arduino Mega 2560 может просто подменить ArduinoUno, если её возможностей перестало хватать. Исключение составляют 20-й и 21-й контакты, которые предназначены для коммуникации с другими устройствами по протоколу I²C. В базовой модели они совмещены с 4-м и 5-контактами.

Область применения: Для исследования влияния несимметрии в электрических сетях, с возможностью выбора режимов (симметричный режим; несимметричный режим, при нагрузке по двум фазам; несимметричный режим, при нагрузке одной фазы (крайний режим несимметрии) электрических сетей. В образовательном процессе магистров для выполнения исследований.

Базовые функциональные возможности: Система управления позволяет осуществить: выбор режимов работы, просмотр и печать полученной информации, редактировать интервалы времени переключения нагрузок, а также в реальном времени снимать данные показания температуры с трех электронных термо-датчиков, с возможностью вывода на Com-port.

Системные требования:

Размер файла 36,2 КБ (37131 байт)

Плататmega2560

Микроконтроллер ATmega2560

Количество цифровых входов/выходов 54

из них PWM поддерживают 15

Количество аналоговых входов 16

Количество контактов для аппаратного прерывания 6

Объём Flash-памяти (кБ) 256

Объём SRAM-памяти (кБ) 8

Объём EEPROM-памяти (кБ) 4

Тактовая частота (МГц) 16

Количество аппаратных serial-портов 4

Выводы:

Проведенный анализ наиболее распространенных методов расчета потерь ЭЭ в низковольтных сетях показал, что

- рассмотренные детерминированные методы расчета отличаются достаточно высокими погрешностями (9-56%) вычислений потерь ЭЭ при недостатке достоверных данных о схемных и режимных параметрах и возможных принятых допущениях. Целесообразность выбора метода расчета потерь должна быть обусловлена соответствием методических и информационных погрешностей.

1. Разработанный способ дает возможность измерить потери электроэнергии в электрических сетях с меньшей погрешностью по сравнению с существующими способами.

2. Основным элементом экспериментальной установки предложена разработанная конструкция термостата с размещенной внутри физической моделью элемента электрической сети.

3. Элементом сопряжения экспериментальной установки является Arduino, с помощью которого осуществляется автоматическое управление экспериментом.

Экспериментальное исследование несимметрии трехфазной системы напряжений

Одной из задач, решаемой в данном труде, является расчет потерь установление уровня роста потерь мощности при передаче ее в распределительных сетях с несимметричным характером нагрузки.

Несимметрично загруженные фазы в электрических сетях приводят к росту потерь электроэнергии, следствием чего является снижение ее качества. Исследования проведены в реально действующих сетях и на экспериментальной установке, созданной в лаборатории с использованием «Arduino». Arduino позволяет компьютеру моделировать электрическую нагрузку. Устройства с помощью Arduino получают информацию датчиков и управляют исполнительными устройствами. Платформа, с программным кодом, [построена на простой плате](#) с современной [средой для написания программного обеспечения](#). Это современное устройство использована в разработанной экспериментальной установке на кафедре «Электроснабжение» Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова, для исследования физических процессов в электрических сетях. Исследования проводились на экспериментальной установке при различных режимах: симметричный режим; несимметричный режим, при нагрузке на две фазы; несимметричный режим, при нагрузке на одну фазу (крайний режим несимметрии). Исследования свидетельствуют о влиянии несимметрии на рост потерь электроэнергии в электрических сетях.

Несимметрия трехфазной системы напряжений обусловлена несимметричными нагрузками потребителей электрической энергии или несимметрией элементов электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к несимметрии напряжений в трехфазных системах, являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} [1].

Для указанных показателей КЭ как выше упоминали установлены следующие нормы:

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2% в течение 95% времени интервала в одну неделю;
- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой

последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4% в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Снижение потерь электроэнергии до уровня, устанавливаемого регулирующим органом можно добиться за счет повышения качества электрической энергии в сетях общего назначения.

Несимметрия напряжения приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии во всех элементах электрической сети, что обусловлено протеканием токов обратной и нулевой последовательностей. Например, при $K_{2и} = 2\%$ добавочные потери в обмотках асинхронных двигателей $\Delta P_{доб.}$ составляют 8 % основных потерь прямой последовательности $\Delta P_{осн.}$, а при $K_{2и} = 5\%$ $\Delta P_{доб.}$ равны половине $\Delta P_{осн.}$ [1].

Таким образом, для оценки эффективности передачи и распределения электроэнергии при ухудшенном КЭ необходимо учитывать и ее дополнительные потери.

При оценке соответствия электрической энергии нормам КЭ, относящимся к несимметрии напряжений в трехфазных системах, установленное в ГОСТ Р 54149-2010, должны быть проведены измерения по ГОСТ Р 51317.4.30, подраздел 5.7, класс А.

Согласно этого ГОСТа при измерении трехфазного переменного напряжения, за исключением требований к значениям коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям, которые должны быть в пределах от 1% U_1 до 5% U_1 , инструментальная составляющая неопределенности измерений коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям не должна превышать $\pm 0,15\%$. Например, показания средств измерения, подключенного к трехфазной системе напряжений с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности 1,0%, должны быть в пределах от 0,85% до 1,15% (Рис. 5.5) [2].



Рис. 5.5. Пример неопределенности измерений несимметрии напряжений

Конфигурация электрических сетей 0,4 кВ сложная и сильно разветвлена из-за множества ответвлений. Определение потерь по участкам требует громадных вычислений. На практике эти сети заменяются обобщенными параметрами, так как учесть все влияющие факторы практически невозможно. Это облегчает инженерные расчеты и позволяет оценить уровень технических потерь с наименьшей погрешностью. Основной задачей экспериментальных исследований является определение этих параметров.

Исследование и результаты

Нами проведены исследования в реальных сетях на отходящих фидерах двух подстанций 10/0,4 кВ, расположенных в сельской местности, питающих потребителей (Аламединский РЭС, Воронцовский участок ОАО «Северэлектро»). А также исследования проведены на установке в лабораторных условиях с помощью электронного конструктора «Arduino». Замеры, выполнялись при существующем положении в сети в течение недели. При измерениях использовались лабораторные токоизмерители и вольтметры, а также счетчики.

В качестве контролируемых показателей были приняты: пофазное почасовое измерение токов, напряжений в начале и в конце линий (Рис. 5); пофазное и суммарное потребление активной энергии потребителями, подключенными к исследуемой отходящей от трансформаторной подстанции (ТП) воздушной линии, а также суммарный отпуск активной энергии с шин подстанции 10/0,4 кВ; коэффициент увеличения потерь мощности вследствие неравномерности нагрузки фаз.

На Рис. 5.6 представлена зависимость токов и падений напряжения по фазам во времени в течении суток, а на Рис. 5.7 – изменение коэффициента несимметрии во времени, рассчитанного по выражению (5.9).

$$K_H = \frac{I_0}{I_{cp}}, \quad (5.9)$$

$$\text{где } I_{cp} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c); \quad I_0 = (I_a - 0,5(I_b + I_c) + \frac{\sqrt{3}}{2}(I_b - I_c))$$

Потери мощности в симметричном и несимметричном режимах определены по выражениям:

$$\begin{aligned} \Delta P_{нес} &= (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + (3I_0)^2) \cdot R; \\ \Delta P_c &= \frac{1}{3} I_{cp}^2 \cdot R. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Из выражений (5.9) и (5.10) получим

$$\frac{\Delta P_{нес}}{\Delta P_C} = 1 + K_H^2 \left(2 + 3 \frac{R_o}{R_{cp}} \right), \quad (5.11)$$

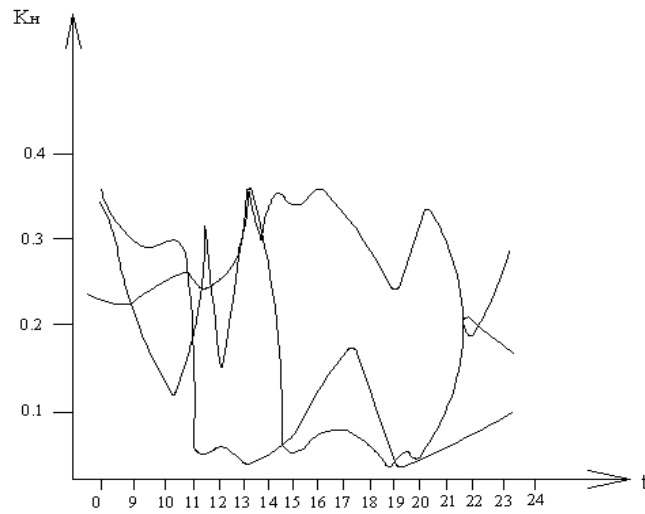


Рис. 5.6. Зависимость токов и падений напряжения по фазам во времени в течении суток

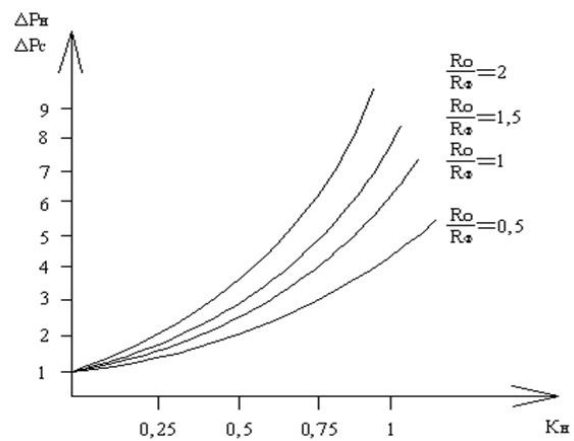


Рис. 5.7. Изменение коэффициента несимметрии во времени, рассчитанного по выражению (5.10)

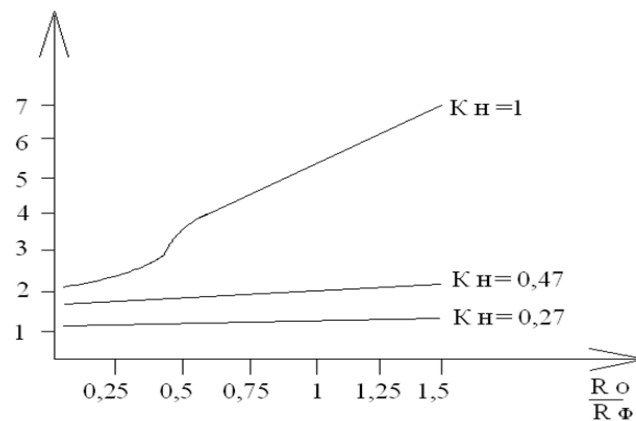


Рис. 5.8. Изменение K_H в зависимости от нагрузки

Несимметричная нагрузка вызывает дополнительные потери мощности, которые можно связать с коэффициентом несимметрии, определяемом по выражению (3), который теоретически может изменяться от 0 до 1. Заметим, что K_H изменяется (Рис. 3.3) с изменением нагрузки. Поэтому необходимо связать его с токовым суточным графиком и определить типовой коэффициент неравномерности.

Определены относительные технических потери по фидерам и в целом по ТП за исследуемый период как разница показаний головного счетчика и суммарные показания счетчиков всех абонентов по ТП. Она составила от 18,6% до 40,3%.

А разница, рассчитана по выражению (5.4):

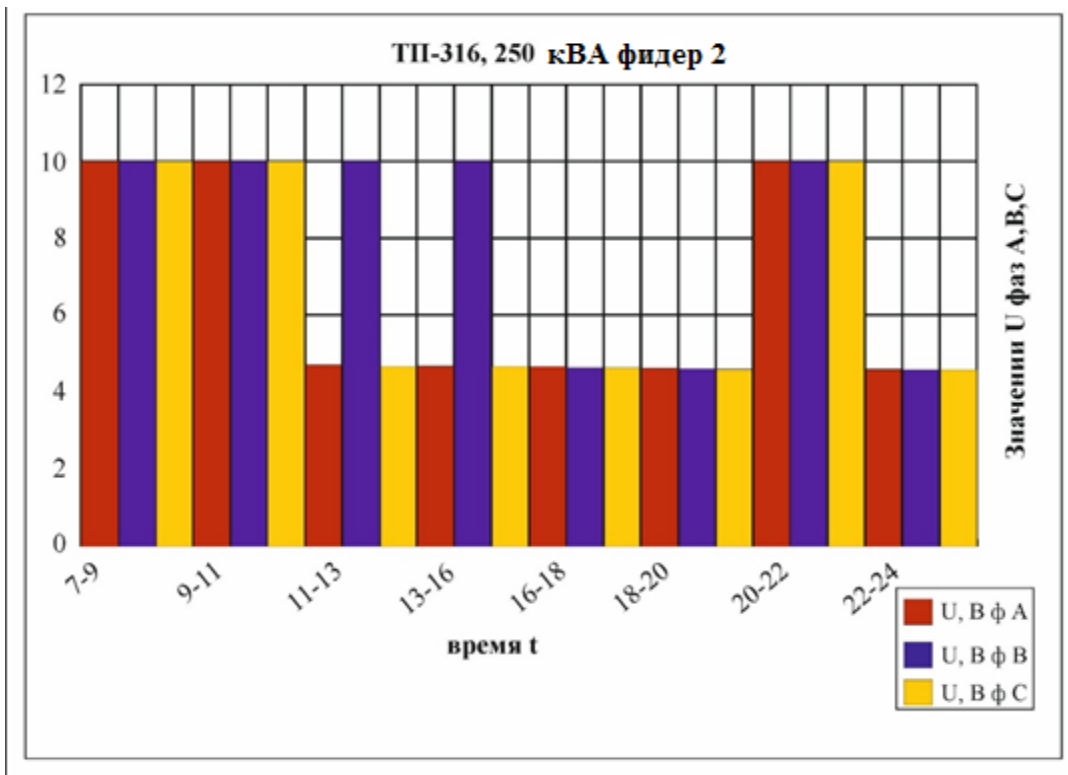
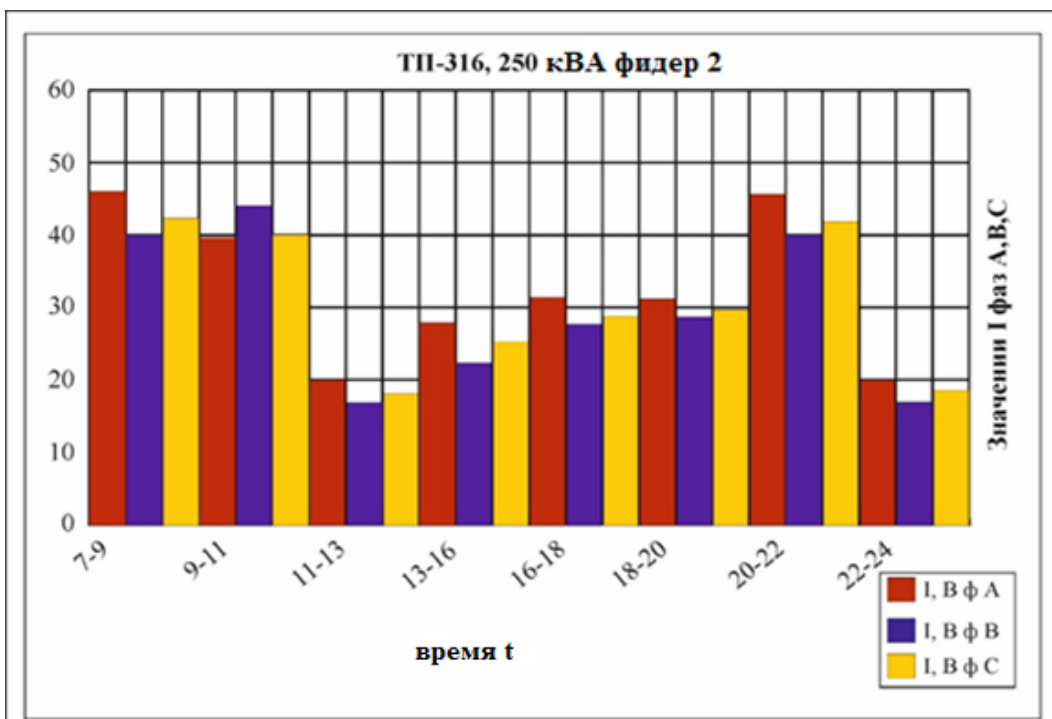
$$W = K_{H/M} \cdot \Delta U_{\max} \% \cdot \tau \quad (5.4)$$

без учета и с учетом коэффициента неравномерности токов в фазах показали отличие в 1,8 раза.

Сравнение расчетных относительных потерь электроэнергии с экспериментальными данными показали, что без учета коэффициента несимметрии погрешность составляет до 51%, а с учетом до 6%, что приемлемо, если учитывать погрешности счетчиков.

Проведенный анализ наиболее распространенных методов расчета потерь ЭЭ в низковольтных сетях показал, что рассмотренные детерминированные методы расчета отличаются достаточно высокими погрешностями (9-56%) вычислений потерь ЭЭ при недостатке достоверных данных о схемных и режимных параметрах и возможных принятых допущениях.

Кроме анализа дополнительных потерь из-за несимметрии, также рассмотрено влияние сопротивления нулевого провода на снижение расхода энергии. Поскольку при симметричной нагрузке фаз ($I_A = I_B = I_C$), то $K_H = 0$ при несимметричной же нагрузке фаз ($I_A \neq I_B \neq I_C$) и $0 < K_H < 1$. В случае включения всей нагрузки на одну фазу (предельный случай несимметрии) $K_H = 1$.



Исследуем, как влияет сечение нулевого провода ВЛ 0,4 кВ на величину потерь энергии в ней. Для этого воспользуемся выражением (3). Поскольку потери энергии в ВЛ 0,4 кВ пропорциональны отношению $\frac{R_o}{R_\phi}$, то увеличение или уменьшение его значения равносильно увеличению или уменьшению потерь энергии в линии.

На *Рис 5.4* приведено семейство характеристик $\frac{\Delta P_{нес}}{P_c}$ от $\frac{R_o}{R_\phi}$, где видно, что

одним из целесообразных мероприятий по экономии электроэнергии в сельских сетях 0,4 кВ необходимо признать увеличение проводимости нулевых проводов до величины, равной или даже большей, чем у фазных проводов, что не противоречит требованиям ПУЭ.

Результаты замеров токов и напряжений ТП 316 и ТП 1079 представлены на *Рис. 5.9*.

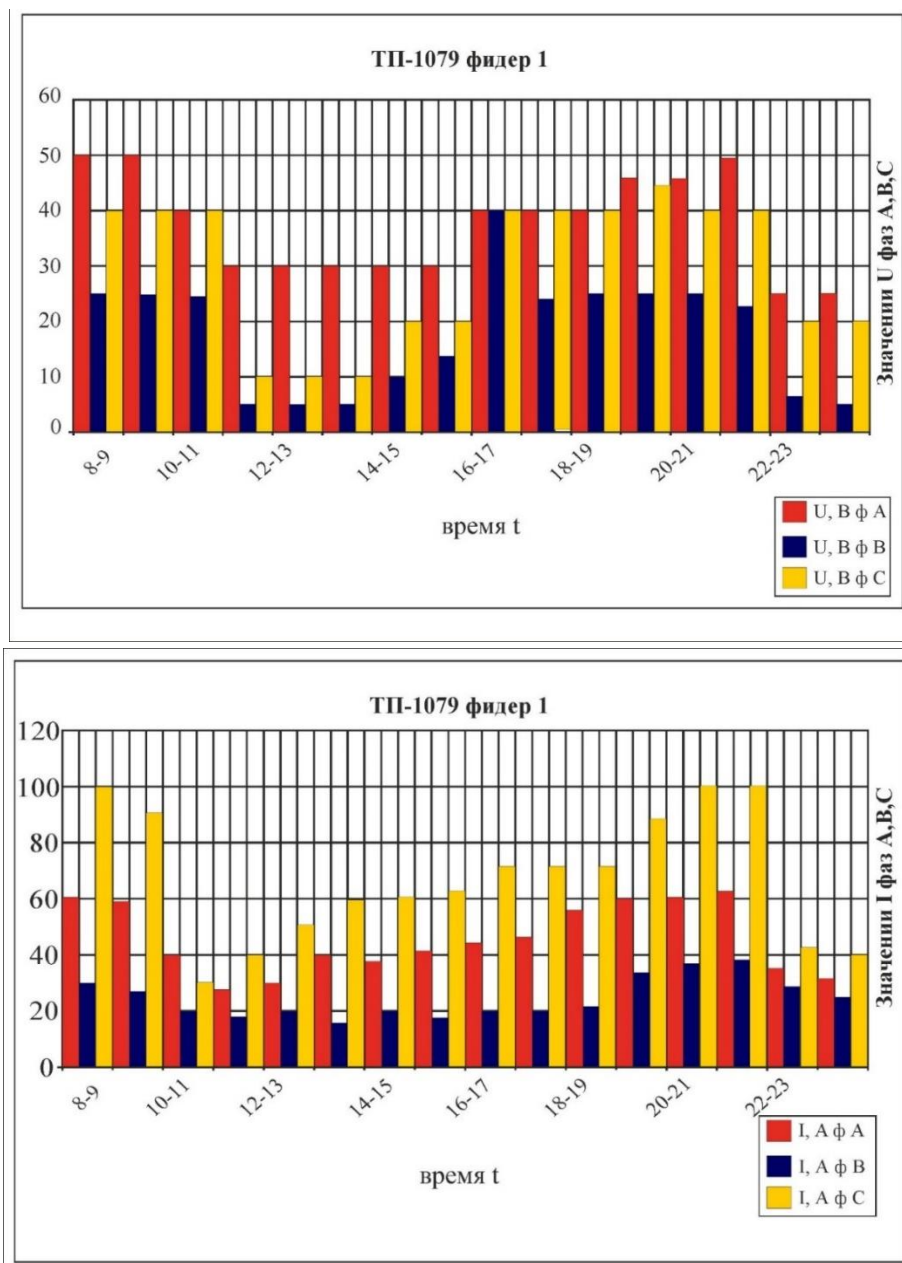


*Рис. 5.9.*Результаты замеров токов и напряжений ТП 316 и ТП 1079

Исследование влияния несимметрии на потери электрической энергии проводились также на экспериментальной установке (*Рис. 3.6*) в лабораторных условиях, с применением электронного конструктора «Arduino».

«Arduino — это электронный конструктор и удобная платформа быстрой разработки электронных устройств. Платформа пользуется огромной популярностью во всем мире благодаря удобству и простоте языка программирования, а также открытой архитектуре и программному коду. Устройство программируется через USB без использования программаторов» [9].

«Язык программирования устройств Ардуино основан на C/C++. Он прост в освоении, и на данный момент Arduino — самый удобный способ программирования устройств на микроконтроллерах.

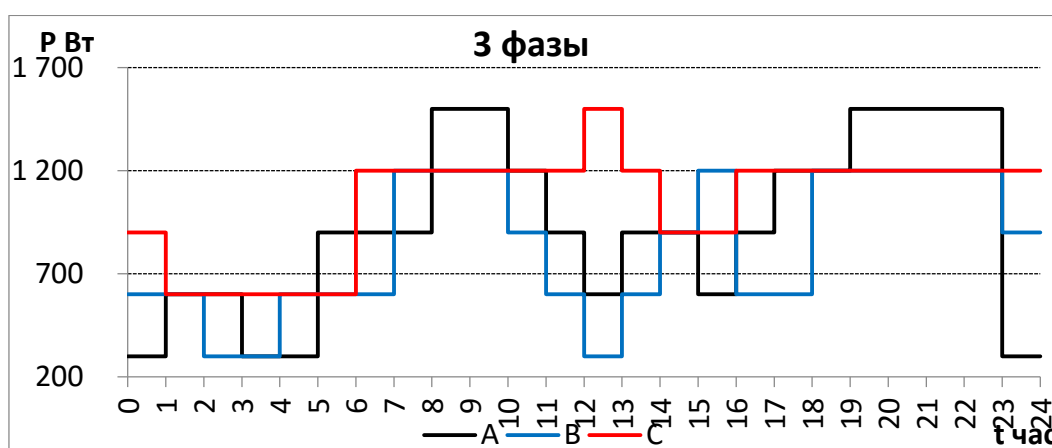
Базовые и полезные знания, необходимые для успешного программирования под платформу Arduino.

Разбиение на сегменты кода функциями позволяет создавать части кода, которые выполняют определенные задания. После выполнения происходит возврат в место, откуда была вызвана функция. Причиной создания функции является необходимость выполнять одинаковое действие несколько раз.

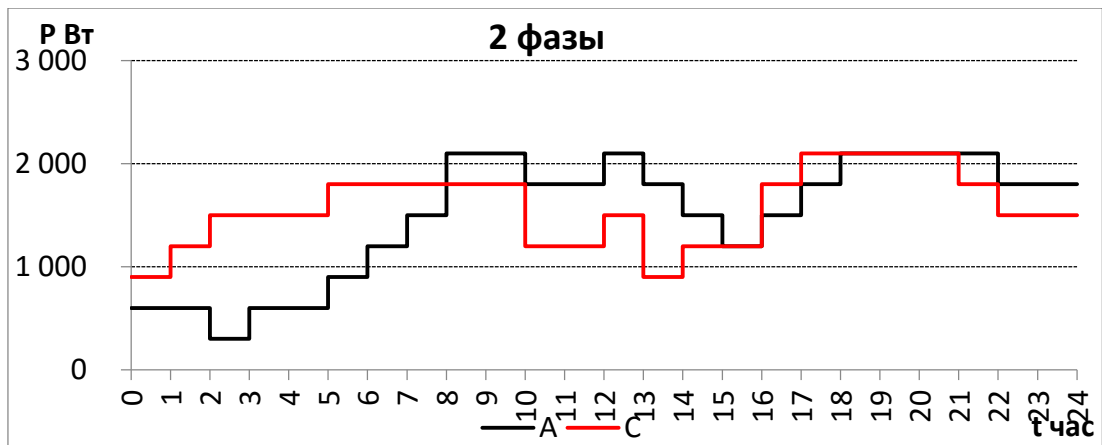
Для программистов, работающих с BASIC, функции в Arduino позволяют использовать подпрограммы (GOSUB в BASIC)» [10].

Выпускаются различные модели Arduino, предназначены для решения множества поставленных задач.

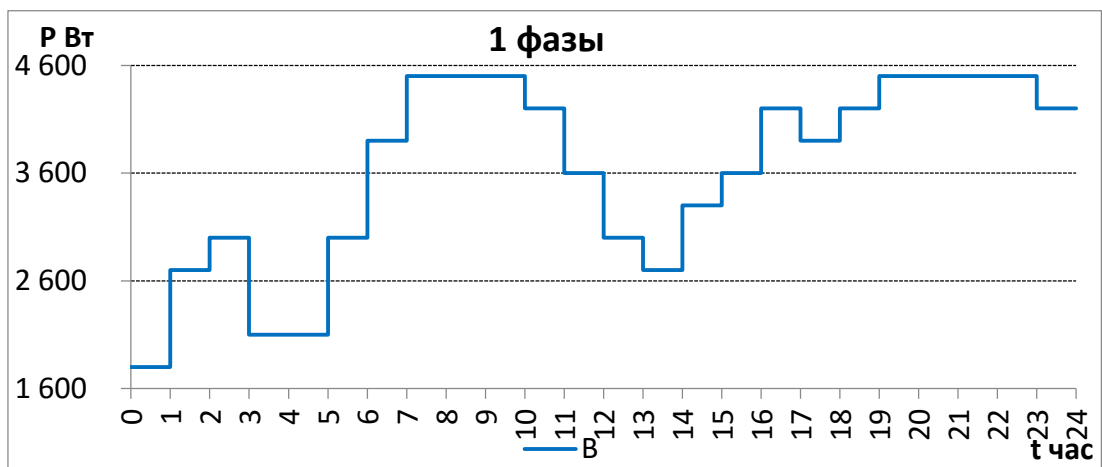
Далее приведены результаты исследования зависимости температуры нагрева элементов электрической сети от влияния несимметрии при разных режимах загрузки фаз (*Рис. 5.3*) находящихся в физических моделях (в виде термостатов) на экспериментальной установке. Экспериментальная установка показана на *Рис. 5.4*.



a)



б)



в)

Рис.5.10 Суточный график электрической нагрузки при разных режимах:

а) симметричный режим; б) несимметричный режим, при нагрузке на две фазы; в) несимметричный режим, при нагрузке на одну фазу (крайний режим несимметрии).

На Рис. 5.11 показаны зависимости температуры нагрева элемента в течении суток, где а) симметричный режим; б) несимметричный режим, при нагрузке на две фазы; в) несимметричный режим, при нагрузке на одну фазу (крайний режим несимметрии).

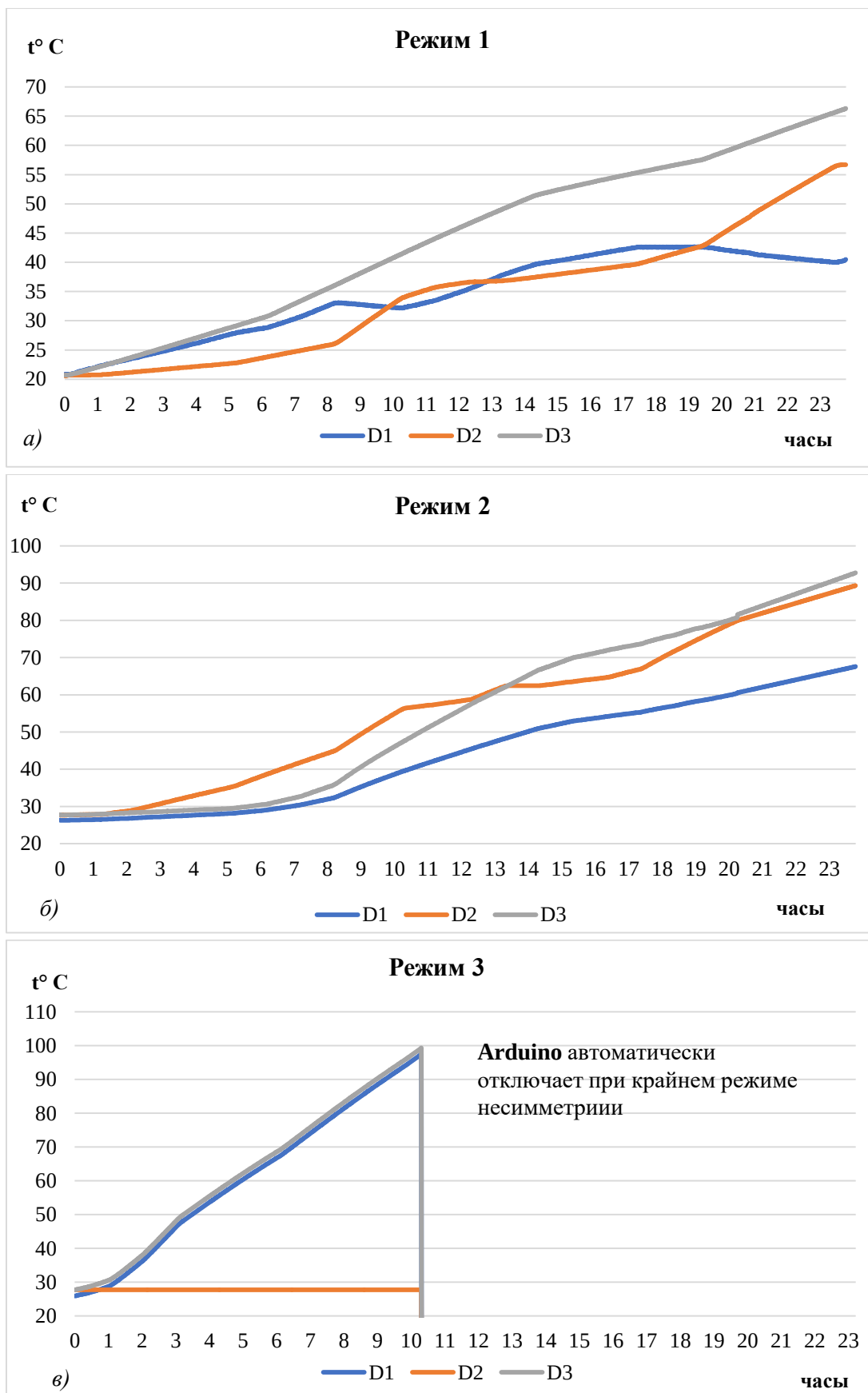


Рис. 5.11. Зависимость температуры нагрева элемента в течении суток:



Рис.5.12.Зависимость температуры нагрева элемента в течении суток:

а) симметричный режим; б) несимметричный режим, при нагрузке на две фазы; в) несимметричный режим, при нагрузке на одну фазу (крайний режим несимметрии).

На основании проведенного экспериментального исследования влияния несимметрии на потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ, расчета и анализа результатов необходимо сделать следующие выводы:

- сетях 0,4 кВ с коммунально-бытовыми потребителями коэффициент неравномерности фаз изменяется от 0 до 0,47, что увеличивает потери электроэнергии до 2,1 раза, а в предельном случае, когда $K_{нес} = 1$, до 6 раз.

- исследования свидетельствуют о влиянии несимметрии на рост потерь электроэнергии в электрических сетях.

5.2 Проблемы обеспечения интеграции ВИЭ в энергосистему и международный опыт

В настоящее время энергетическая система Кыргызстана преимущественно опирается на гидроэнергетику. В связи с этим развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) стало одним из ключевых направлений в энергетической стратегии страны. Это позволяет уменьшить зависимость от ископаемого топлива, снизить выбросы парниковых газов и достичь климатических целей. Однако внедрение ВИЭ в национальную энергосистему сопровождается множеством технологических и управленческих вызовов, требующих детального изучения и новых подходов. В статье рассматриваются современные технологические решения, такие как системы хранения энергии и интеллектуальные сети, а также их потенциал для применения в Кыргызстане. Также предложены рекомендации по

модернизации энергосистемы и совершенствованию законодательной базы для стимулирования использования ВИЭ.

Энергетический сектор Кыргызстана играет ключевую роль в устойчивом экономическом развитии страны, обеспечивая электроэнергией как население, так и промышленность. В последние годы возобновляемые источники энергии (ВИЭ) стали одним из приоритетных направлений развития энергетики в Кыргызской Республике, а также в других странах, стремящихся снизить зависимость от ископаемого топлива, сократить выбросы парниковых газов и достичь климатических целей. ВИЭ, такие как солнечная, ветровая и гидроэнергетика, имеют значительный потенциал в Кыргызстане из-за его географических и природных условий. Однако их интеграция в национальные энергетические системы сопровождается рядом технологических и управленческих задач, требующих углубленного анализа и новых подходов.

В настоящее время энергетическая система Кыргызстана базируется в основном на гидроэнергетике, на долю которой приходится около 90% общего производства электроэнергии в стране. В то же время потенциал других возобновляемых источников энергии, таких как солнечная и ветровая энергия, остается недостаточно использованным, несмотря на благоприятные климатические условия. В связи с растущей потребностью в устойчивом энергоснабжении и международными обязательствами по сокращению углеродного следа Кыргызстан сталкивается с необходимостью увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе.

Одной из ключевых проблем, связанных с интеграцией возобновляемых источников энергии в энергосистемы, является их нестабильность. Суточные и сезонные колебания выработки, а также стохастический (непрогнозируемый) характер производства энергии солнечными и ветровыми электростанциями усложняют задачу поддержания баланса в энергосистеме. По мере увеличения доли возобновляемых источников энергии увеличивается нагрузка на традиционные генерирующие мощности для обеспечения резервирования и стабилизации системы. Это требует модернизации энергетической инфраструктуры и внедрения новых решений, таких как системы хранения энергии и интеллектуальные сети (интеллектуальные сети).

Интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана требует разработки новых подходов к управлению энергорезервами и изменения структуры генерирующих мощностей для обеспечения надежной балансировки системы с учетом стохастического характера генерации возобновляемой энергии и их суточные и сезонные колебания.

Для этого необходимо определить возможности интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему страны для повышения устойчивости и надежности энергообеспечения потребителей.

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ энергетической инфраструктуры Кыргызстана и ее готовность к интеграции возобновляемых источников энергии.
2. Оценить влияние нестабильности режима работы возобновляемой энергетики на работу энергосистемы страны и обеспечение резерва мощности.
3. Изучить современные технологические решения, такие как системы хранения энергии, интеллектуальные сети и возможности их внедрения в модернизацию энергосистемы страны на нормативно-правовой основе.

Исследования по интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему стали важной темой в последние десятилетия. Международные работы таких авторов, как Лунд и Эрикссон (2019), указывают на необходимость внедрения интеллектуальных систем управления потоками энергии, которые могут эффективно реагировать на изменения в производстве возобновляемой энергии и поддерживать баланс системы. Они также подчеркивают важность создания гибких резервных мощностей, таких как аккумуляторные системы, чтобы быстро реагировать на внезапные изменения в генерации.

Другие исследования, например Pescar и Raman (2020), посвящены необходимости увеличения объема резервов для вращения в системах с высокой долей возобновляемой энергии. Авторы приходят к выводу, что существующие традиционные генерирующие мощности часто не обладают необходимой гибкостью, чтобы быстро компенсировать потерю мощности, что требует использования инновационных решений.

В отечественных исследованиях, таких как Бейшенов и Казаков (2020), Касимова и Архангельская (2023), рассматриваются перспективы развития возобновляемых источников энергии в Кыргызстане. Авторы подчеркивают, что страна обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который может быть использован для балансировки системы. Однако они также указывают на необходимость модернизации инфраструктуры и адаптации законодательства для стимулирования использования других видов возобновляемой энергии, таких как энергия солнца и ветра.

Кроме того, в исследовании Ибраимова (2021) сезонные колебания выработки гидроэлектроэнергии рассматриваются как одна из основных проблем энергетической системы Кыргызстана. Он отмечает, что увеличение доли солнечных и ветряных установок может еще больше усложнить

балансировку системы, особенно в зимний период, когда гидроресурсы ограничены.

В последних работах, таких как Burmeisteretal. (2023), рассматривается применение систем виртуальной инерции в качестве инновационного подхода к интеграции возобновляемых источников энергии. Эти системы позволяют повысить стабильность сети и улучшить гибкость энергетических систем, в которых преобладают возобновляемые источники.

Кроме того, Лалджебаев, Исаев и Саухимов (2022) рассматривают развитие возобновляемой энергетики в Центральной Азии, выделяя как потенциал, так и препятствия. Они обсуждают, как богатые ресурсы солнечной и ветровой энергии в регионе в сочетании с поддерживающей политикой могут стимулировать рост возобновляемой энергетики. Однако они также выявляют проблемы, включая недостаточную инфраструктуру, отсутствие финансовых механизмов и пробелы в регулировании, которые необходимо решить для полной реализации этого потенциала.

Таким образом, анализ отечественной и зарубежной литературы показывает, что интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистемы требует не только технологической модернизации, но и создания нормативно-правовой базы, стимулирующей развитие этих источников энергии и регулирующей вопросы их интеграции в сеть. В странах с высокой долей возобновляемых источников энергии активно используются системы накопления энергии, интеллектуальные сети и гибкие резервные мощности, что позволяет эффективно управлять энергопотоками и снижает риск дестабилизации системы.

Для Кыргызстана, обладающего значительным потенциалом возобновляемой энергетики, но сталкивающегося с рядом технических и инфраструктурных проблем, необходимо разработать комплексный подход к развитию энергосистемы. Этот подход должен учитывать особенности генерации возобновляемых источников энергии, их влияние на стабильность энергосистемы, а также возможные технологические решения для повышения гибкости и надежности энергосистемы.

При сравнении отечественных и зарубежных исследований можно выделить несколько ключевых различий:

- **Техническая инфраструктура:** В то время как в зарубежных исследованиях активно обсуждается внедрение интеллектуальных сетей и систем хранения энергии, отечественные работы больше сосредоточены на анализе существующей инфраструктуры и ее ограничений.
- **Экономические аспекты:** В западной литературе большое внимание

уделяется экономическим моделям, оценивающим выгоды от интеграции возобновляемых источников энергии, в том числе снижение стоимости электроэнергии в долгосрочной перспективе. В отечественных исследованиях такие расчеты встречаются реже, хотя в некоторых работах описываются возможные выгоды от снижения зависимости от импорта электроэнергии.

Анализ литературы показывает, что для успешной интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана необходимо:

- **Модернизация инфраструктуры, включая внедрение технологий оперативного управления сетями и резервными мощностями.**
- **Развитие технологий хранения данных, таких как аккумуляторные системы, для быстрого реагирования на изменения в производстве энергии из возобновляемых источников.**
- **Создание благоприятной законодательной базы, которая поможет привлечь инвестиции в сектор возобновляемых источников энергии и стимулировать развитие соответствующих технологий.**

Анализ текущего состояния энергетической инфраструктуры Кыргызстана

Энергетическая система Кыргызстана представляет собой единый комплекс, включающий объекты генерации, распределения и передачи электроэнергии. Ее основу составляют гидроэлектростанции (ГЭС), обеспечивающие значительную часть производства электроэнергии. Национальная энергосистема страны связана с сетями других стран Центральной Азии, что позволяет осуществлять экспорт и импорт электроэнергии, однако зависимость от внешних поставок остается высокой в зимний период.

Энергосистема страны управляется Национальной электрической сетью Кыргызстана (НЭСК), которая отвечает за передачу электроэнергии на напряжении 110-500 кВ, а также за распределение электроэнергии на напряжении 0,4-35 кВ после слияния ранее независимых распределительных компаний в 2022 году.

Основным источником электроэнергии в Кыргызстане является гидроэнергетика, на долю которой приходится более 90% в общей структуре производства. Ведущим объектом является Токтогульская гидроэлектростанция, на долю которой приходится до 40 % всей выработки электроэнергии. Значительный вклад вносят и другие гидроэлектростанции,

такие как Курпсайская, Таш-Кумырская и Шамалды-Сайская и др.

Помимо гидроэлектростанций, в стране также есть тепловые электростанции (ТЭС), но их доля в производстве электроэнергии составляет менее 10 %. ТЭС используются в основном в зимние месяцы, когда гидроресурсы ограничены из-за сезонных колебаний запасов воды.

Доля возобновляемых источников энергии (за исключением гидроэнергетики) в общем энергетическом балансе составляет менее 2 %, что связано с отсутствием крупных проектов по использованию солнечной и ветровой энергии. Однако в последние годы обсуждаются и разрабатываются несколько проектов по развитию солнечной и ветровой генерации.

Сетевая инфраструктура Кыргызстана, хотя и охватывает всю страну, сталкивается с рядом технических проблем, которые ограничивают ее возможности по интеграции новых источников энергии, особенно возобновляемых.

К основным проблемам относятся следующие:

Ухудшение состояния инфраструктуры. Большая часть оборудования, используемого для передачи и распределения электроэнергии, устарела и требует замены или модернизации. Многие подстанции и линии электропередачи были построены в советское время и не рассчитаны на работу в соответствии с современными требованиями к стабильности и качеству электроэнергии.

Недостаточная гибкость системы. С увеличением доли возобновляемых источников энергии, особенно солнечных и ветряных электростанций, энергосистема нуждается в большей гибкости для быстрой адаптации к изменениям в производстве электроэнергии. Существующая в Кыргызстане структура генерации, основанная в основном на гидроэлектростанциях и тепловых электростанциях, не обеспечивает достаточной скорости реакции на внезапные изменения в производстве электроэнергии объектами возобновляемой энергетики.

Ограниченные возможности хранения энергии. В настоящее время в энергетической системе Кыргызстана отсутствуют крупномасштабные системы хранения энергии, такие как аккумуляторные станции, которые могли бы сгладить колебания выработки электроэнергии возобновляемыми источниками и обеспечить стабильное энергоснабжение.

Сезонность. гидроэлектростанции, которые обеспечивают основную часть выработки электроэнергии, зависят от уровня воды, который колеблется в зависимости от сезона. Это приводит к нехватке электроэнергии в зимние месяцы, когда запасы воды ограничены. Возобновляемые источники энергии, такие как солнечная энергия, могут дополнить эту зависимость, но также требуют резервных систем и систем хранения энергии для стабилизации поставок.

Анализ текущего состояния энергетической инфраструктуры Кыргызстана выявил значительные проблемы, связанные со старением оборудования, низкой гибкостью системы и ограниченными возможностями для интеграции возобновляемых источников энергии. Кыргызстану необходимы комплексные меры, направленные на устранение существующих технических ограничений и разработку законодательной базы, стимулирующей инвестиции в возобновляемую энергетику.

Перспективы развития возобновляемых источников энергии в Кыргызстане

По абсолютным показателям гидроресурсного потенциала и концентрации этих ресурсов на своей территории Кыргызская Республика занимает третье место среди стран СНГ после России и Таджикистана. В целом использование гидроресурсов позволяет покрыть внутренние потребности страны и обеспечить экспорт в соседние государства. Общий объем потенциальных гидроэнергетических ресурсов Кыргызской Республики: 268 зарегистрированных рек, 97 крупнейших каналов и 18 водохранилищ, что составляет 28 828 тыс. кВт по мощности и 143 млрд кВтч по выработке электроэнергии в год средней водности. Сегодня используется 10 % существующих возможностей (16). По оценкам Института водных проблем и гидроэнергетики Национальной академии наук Кыргызской Республики, гидроэнергетические ресурсы составляют 245,2 млрд кВт-ч, из которых технически возможный потенциал освоения - 142,5 млрд кВт-ч, а экономический (производственный) - 60 млрд кВт-ч. Несмотря на такие большие запасы, уровень освоения гидроэнергетических ресурсов составляет 6% от валового потенциала, технического 10%, экономического (производственного) 24% (17).

Кыргызская Республика также обладает достаточными запасами других топливно-энергетических ресурсов, но их добыча и использование остаются на низком уровне. Известно 70 месторождений и залежей угля, запасы которых оцениваются в 6,4 млрд тонн. Уровень освоения промышленных запасов угля

составляет 0,14% (17). Промышленные запасы нефти и природного газа незначительны: нефти - 88,506 млн т, извлекаемых - 11,16 млн т, природного газа - 4203,9 млн м3 (17).

С 2014 года потребление электроэнергии в Кыргызской Республике уже превышало собственное производство на 1,9-5,3%. Однако в 2017-2020 годах объемы собственного производства электроэнергии были достаточны для обеспечения собственного электропотребления (без учета существующего неудовлетворенного спроса, который оценивается примерно в 10% от текущего электропотребления) (16). В конце 2021 года, с наступлением маловодного периода, объем импорта электроэнергии составил 1,7 млрд кВт·ч (18).

По данным Национального статистического комитета Кыргызской Республики (19):

Таблица 5.6 – Объем произведенной и импортированной электроэнергии в Кыргызской Республике

Наименование	2020	2021	2022	2023
Произведено электроэнергии, млн кВт·ч	15404	15 138	13 882,5	13 839,3
Поступило из-за пределов республики, млн кВт·ч	352,6	1683	2 806,4	3 488,8
Потребленная электроэнергия, млн кВт·ч	15457	16 274,6	16 138,9	17 189,7

Так, в 2021 году производство электроэнергии было меньше на 266,3 млн кВт·ч или на 1,7% меньше по сравнению с 2020 годом. В то же время потребление электроэнергии в 2021 году увеличилось на 817,9 млн кВт·ч или на 5,3 % по сравнению с 2020 годом.

Следует отметить, что в Кыргызской Республике более 90 % электроэнергии вырабатывается на гидроэлектростанциях и зависит от природно-климатических условий и водности бассейна реки Нарын и ее притоков. Маловодные и многоводные циклы сменяют друг друга каждые 3-4 года. В то же время страна обладает значительным потенциалом возобновляемых ресурсов, большая часть которых остается неиспользованной. Развитие гидроэнергетики, включая малую гидроэнергетику, и солнечной энергетики было определено руководством страны как наиболее экономически приемлемое решение для обеспечения энергетической безопасности в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Использование возобновляемых источников энергии позволяет обеспечить конкурентоспособное энергоснабжение, при этом снижая негативное воздействие на окружающую среду и здоровье человека, открывая возможности доступа к надежным, доступным, устойчивым и современным источникам энергии для различных категорий потребителей, что является одним из обязательств Кыргызской Республики по достижению Целей устойчивого развития ООН (ЦУР-7) (19) .

Одним из направлений использования дополнительных источников энергии и вовлечения их в энергетический баланс является использование гидроэнергетических ресурсов малых рек, водохранилищ, оросительных каналов и других источников малой гидроэнергии.

Физико-географические особенности территории Кыргызстана и его гидрографической сети создают значительные предпосылки для развития малой гидроэнергетики в широких масштабах. Гидроэнергетический потенциал малых и средних рек Кыргызстана оценивается в 9402 МВт, с возможной выработкой в среднем 82,0 млрд. кВтч в год, из которых технически возможные для освоения составляют 5-10% и в среднем от 5 до 8 млрд. кВтч возможной выработки (2).

Гидроэнергетический потенциал ирригационных водохранилищ составляет 56,7 МВт, с выработкой электроэнергии 248 млн кВт-ч (2).

При работе малых ГЭС в энергосистеме они могут выступать в качестве аварийного резерва, помогать стабилизировать режимы работы; снижать потери электроэнергии в местных электрических сетях, а при необходимости могут стать источником реактивной мощности, работая в режиме синхронного компенсатора.

Существенным преимуществом малых ГЭС перед другими источниками энергии является их меньшее воздействие на окружающую среду, так как в большинстве случаев они не имеют водохранилищ, либо имеют их, но небольшой мощности, что не вызывает заметных разрушений и изменений существующего природного баланса. Малые гидроэлектростанции не вызывают значительного повышения уровня грунтовых вод; не сопровождаются затоплением больших территорий; не оказывают заметного влияния на климат и экологию (2).

В настоящее время существующие ирригационные водохранилища не используются в энергетических целях, хотя некоторые из них имеют довольно большие объемы воды. Их плотины высотой от 6 до 100 метров можно было бы использовать для создания давления на небольших гидроэлектростанциях. Однако необходимо учитывать тот факт, что эти водохранилища будут обеспечивать лишь сезонное энергоснабжение, что не всегда выгодно

потребителям. Большая часть этой энергии будет вырабатываться в период вегетации с мая по август (2).

В мае 2024 года на нижнем бьефе Кировского водохранилища была введена в эксплуатацию Бала-Сарууская ГЭС с тремя генераторами общей мощностью 25 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 92 млн кВт·ч. Бала-Сарууская ГЭС позволит максимально эффективно использовать гидроэнергетические ресурсы Кировского водохранилища в Таласской области, которые до настоящего времени не использовались с момента строительства водохранилища.

Также планируется строительство гидроэлектростанции на Орто-Токойском водохранилище мощностью 21 МВт.

Наибольшей энергетической ценностью обладают магистральные каналы, проходящие в предгорной зоне орошаемого земледелия вдоль склонов, с возможностью сброса воды на более низкие высоты. Во многих случаях при таких перепадах экономически выгоднее строить малые, мини- и микрогидроэлектростанции. В связи с тем, что напор, который может быть использован на таких ГЭС, уже существует, объем строительных работ и затраты на их возведение будут незначительными, а значит, их строительство будет экономически выгодным. Это связано с наличием дорог, соответствующей инфраструктуры, готового водохранилища, комплекса гидротехнических сооружений, обеспечивающих напорный фронт, и других сооружений (2).

В Кыргызстане потенциал солнечной и ветровой энергии для производства электроэнергии изучен недостаточно, а оценки, полученные из разных источников, отличаются. В рамках проекта по восстановлению Токтогульской ГЭС. Фаза 2, реализуемого Министерством энергетики Кыргызской Республики, итальянская компания CESI разработала Генеральный план развития энергетического сектора Кыргызской Республики на 2020-2040 годы, в котором отмечается, что Кыргызская Республика обладает хорошим потенциалом солнечной энергии, в то время как потенциал ветровой энергии менее очевиден и требует дальнейшего изучения, включая полевые измерения (20).

Климат Кыргызской Республики характеризуется повышенной продолжительностью солнечного сияния от 2500 до 2800 часов в год. Согласно базе данных CADGAT, потенциал солнечной энергии оценивается в 537 ТВт·ч/год (21).

Согласно предварительной оценке Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), Кыргызстан хорошо подходит для использования солнечной фотоэлектрической энергии (индекс

пригодности превышает 50%). Дальнейший анализ выявил три идеальные зоны (с индексом пригодности более 75%) общей площадью 26 км², которые могут быть использованы для проектов солнечной фотоэлектрической энергетики мощностью около 650 МВт (22).

Согласно базе данных CADGAT, потенциал ветроэнергетики оценивается в 255,6 ГВт (6).

Предварительная оценка IRENA выявила перспективные ветровые ресурсы площадью около 94 000 км² с высоким показателем пригодности - более 50% наземного ветра. Анализ также выявил 77 идеальных ветровых зон (оценка пригодности более 83%) площадью 2 304 км², которые могут быть использованы для разработки ветроэнергетических проектов мощностью около 5,8 ГВт (22).

Несмотря на то, что Кыргызская Республика является одним из регионов с большим потенциалом возобновляемой энергетики, в настоящее время, кроме небольших гидроэлектростанций, здесь нет крупных электростанций на других возобновляемых источниках энергии. Однако в последние годы были предприняты определенные шаги для привлечения инвестиций в развитие объектов, использующих возобновляемые источники энергии. Так, в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии», для производителей электроэнергии, произведенной на возобновляемых источниках энергии, использующих энергию воды, установлен льготный период в 15 лет, а при использовании энергии солнца, ветра, биомассы и земли - 25 лет (1).

В течение льготного периода тариф на электроэнергию, вырабатываемую установками на основе возобновляемых источников энергии, устанавливается в соответствии с тарифной политикой на электроэнергию, определяемой Кабинетом Министров Кыргызской Республики, и умножается на коэффициент 1,3. Таким образом, тариф на электроэнергию для установок возобновляемой энергетики составляет 4,42 сома за 1 кВт.ч (3,40 сома за кВт.ч x 1,3).

Президент Кыргызской Республики С. Джапаров подписал поправки в Закон «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике» (23), направленные на развитие возобновляемых источников энергии. Согласно этому закону, предусмотрена норма о том, что продажа электроэнергии с объектов микрогенерации не подлежит лицензированию. В целом документ направлен на сокращение выбросов парниковых газов и вредных веществ, а также на введение новых генерирующих мощностей, поддержку малого и среднего бизнеса в сфере возобновляемых источников энергии.

В июне 2023 года Всемирный банк одобрил финансирование первой фазы Проекта развития возобновляемой энергетики Кыргызстана, направленного на увеличение производства возобновляемой энергии и расширение участия частного сектора. Основной целью проекта является поддержка Кыргызской Республики в увеличении производства гидроэлектроэнергии и интеграции возобновляемых источников энергии путем укрепления сети электропередач. Финансирование проекта осуществляется в виде грантов и займов Зеленого климатического фонда, мобилизованных в рамках Инициативы по снижению рисков в области устойчивой возобновляемой энергетики (SRMI). Ожидается, что в результате реализации первой фазы проекта объем выработки возобновляемой энергии увеличится не менее чем на 100 МВт. Кроме того, за период реализации проекта выбросы парниковых газов в Кыргызской Республике сократятся на 50,3 тонны углекислого газа и его эквивалентов.

В Кыргызстане нет крупномасштабной солнечной энергетики, но небольшие солнечные фотоэлектрические и солнечные фотоэлектрические и тепловые установки используются в домашних хозяйствах. Например, в Бишкектеплоэнерго установлены солнечные тепловые коллекторы мощностью 0,5 МВт на предприятии «Бишкектеплоэнерго муниципальном предприятии «Бишкектеплоэнерго» в Бишкеке. Также в отдаленном селе Кен-Суу в Джумгалском районе Нарынской области 15 домов были оборудованы солнечными панелями мощностью 300 Вт. Солнечные панели мощностью 1,5-3 кВт были установлены в 19 сельских медицинских пунктах по всей стране при поддержке ЮНИДО, ПРООН и ВОЗ [21].

Технические аспекты интеграции возобновляемых источников энергии в электрические сети

В настоящее время в Кыргызстане нет крупных электростанций, поставляющих солнечную и ветровую энергию в сеть. В связи с этим отсутствует опыт интеграции в энергосистему источников с нестабильным графиком выработки электроэнергии. Однако предпринимаемые государством шаги по увеличению доли ветровой и солнечной генерации ставят перед энергосистемой республики определенные задачи по безопасной интеграции нестабильных энергопотоков в сеть с минимальными потерями электроэнергии и без ущерба для надежности системы.

Можно выделить ряд проблем, возникающих при интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему:

- Маневренность и балансировка,
- Ухудшение качества электрической энергии,

- Компенсация реактивной мощности,
- Регулирование частоты.
- Обеспечение надежности и устойчивости энергосистемы,
- Неточность прогнозирования.

Были проведены исследования по интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему республики. Так, MRC Turkey в рамках проекта Всемирного банка провела исследование, основная цель которого - оценить влияние интеграции переменных возобновляемых источников энергии на энергосистему Кыргызстана и определить необходимые изменения в плане развития передающей сети. Для этого было проведено детальное исследование анализа энергосистемы и созданы модели энергосистемы на 2023, 2025, 2030, 2035 и 2040 годы (3).

Согласно выводам MRC Turkey, в контексте наметившегося развития солнечной и ветровой энергетики в Кыргызстане, интеграция 1250 МВт возобновляемых источников энергии, включая 1050 МВт солнечной и 200 МВт ветровой энергии, требует комплексного подхода к планированию. Этот подход подразделяется на три основных аспекта: анализ гибкости и балансирующей способности, анализ достаточности сети и анализ реакции и скорости изменения частоты (ROCOF) (3).

Исследование, проведенное в рамках проекта USAID «Энергетика Центральной Азии», показало, что быстрое, масштабное и неконтролируемое развитие возобновляемых источников энергии приведет к перегрузке энергосистемы Кыргызстана, что чревато такими негативными последствиями, как рост стоимости электроэнергии из возобновляемых источников из-за частых случаев вынужденного ограничения производства, увеличение инвестиций в модернизацию энергосистемы, рост потребностей в резервах и большие отклонения потоков электроэнергии по межсистемным связям (4).

Для достижения экономически эффективной и надежной интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана проект USAID «Энергетика Центральной Азии» дал следующие рекомендации (4):

1. Ограничить проекты солнечных электростанций в Иссык-Кульской области мощностью около 100 МВт, а остальные 400 МВт распределить между другими регионами.
2. Рекомендуется изучить влияние на напряжение, реактивную мощность и системы защиты как при планировании проектов по возобновляемой энергетике мощностью 500 МВт, сосредоточенных на Иссык-Куле, так и при планировании проектов по возобновляемой энергетике, распределенных по

всей стране.

Проведение модернизации энергосистемы (ЛЭП, подстанции и цифровизация) и системного управления (ускоренное диспетчирование, прогнозирование выработки возобновляемой энергии, цифровизация и система управления энергией (EMS)).

1. Повышение маневренности гидроэлектростанций.
2. Сокращение наиболее затратной генерации на тепловых электростанциях и компенсация генерации от возобновляемых источников энергии. В настоящее время тепловые электростанции работают в режиме базовой нагрузки, поэтому их необходимо перевести в режим «день вперед», отражающий ожидаемую выработку солнечной энергии. Балансировка на короткие периоды времени (от нескольких минут до часа) должна осуществляться с помощью АРЧМ.
3. Необходимо обязать электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии, устанавливать системы накопления энергии (ESS). Это приведет к повышению маневренности: а) сглаживанию генерации возобновляемых источников энергии (устранению резких скачков), следовательно, необходимость в автоматическом регулировании генерации будет значительно меньше; б) покрытию пиковых нагрузок, следовательно, обеспечению достаточности ресурсов; в) отсрочке процесса увеличения пропускной способности системы передачи.

Маневренность и балансировка

Масштабная интеграция возобновляемых источников энергии порождает ряд новых вызовов и задач. Прежде всего, это суточные и сезонные колебания производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, а также стохастический (нестационарный) характер выработки электроэнергии этими источниками. С увеличением доли возобновляемых источников энергии возрастает нагрузка на традиционные генерирующие мощности для обеспечения балансировки энергосистемы, следовательно, увеличивается потребность в большем объеме вращающегося резерва. В то же время внезапное изменение выработки возобновляемых источников энергии не только вызывает повышенную потребность в резерве, но и может произойти настолько быстро (секунды-минуты), что не останется времени на запуск других генерирующих установок для восполнения потерянной мощности. Такая ситуация может потребовать новых типов резервных источников электроэнергии, а также изменения требований к динамическим характеристикам различных типов генерирующих установок и их структуре в энергосистемах.

Традиционные электростанции в условиях приоритета «зеленой»

энергетики вынуждены снижать производство днем, но резко увеличивать выдачу электроэнергии в сеть вечером. И чем выше доля возобновляемой энергии в энергосистеме страны, тем больше такие дисбалансы. Так, при балансировке Токтогульской, Курпсайской, Шамалды-Сайской и Таш-Кумырской ГЭС выработка солнечной энергии приведет к практически полному прекращению сброса воды из Токтогульского водохранилища.

Кыргызстан является одним из участников соглашения о совместном управлении, использовании и охране водных ресурсов в Центральной Азии. Полное прекращение попусков воды из Токтогульского водохранилища может повлечь за собой нарушение межгосударственных соглашений о водном режиме между Кыргызстаном и странами Центральной Азии.

Кроме того, большие дисбалансы создают проблемы, связанные с поддержанием устойчивости параллельной работы энергосистем или их частей. Масштабное внедрение ВИЭ приведет к более частому возникновению больших отклонений, что может стать угрозой для целостности параллельной работы в составе Объединенной энергетической системы Центральной Азии (ОЭС ЦА). Негативным последствием отключения генерирующих агрегатов является сокращение объема вращающихся резервов, доступных для управления аварийными ситуациями на объектах ВИЭ и в энергосистеме.

В перспективе энергосистема Кыргызстана будет иметь реверсивные потоки электроэнергии в течение суток в зависимости от выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии. Также может возникнуть необходимость в срочном реверсивном приеме электроэнергии на 1500-2500 МВт в случае резкого ухудшения погодных условий для возобновляемых источников энергии и/или на восходе/закате солнца. Поддержание баланса потребления и производства электроэнергии возможно только при наличии в республике развитой электрической сети с достаточной пропускной способностью. Основной проблемой для энергетической системы Кыргызстана является обеспечение достаточности генерирующих мощностей, а не гибкости (3).

Компенсация реактивной мощности

Для обеспечения необходимого запаса реактивной мощности, поддержания требуемого уровня и качества напряжения в электрических сетях с большой долей нетрадиционных возобновляемых источников энергии необходимо рассмотреть возможность использования статических и электромеханических устройств компенсации реактивной мощности - статических конденсаторов и шунтирующих реакторов, SVC (статических компенсаторов напряжения), STATCOM (статических синхронных компенсаторов), синхронных компенсаторов, тиристорных управляемых шунтирующих реакторов (TCSR).

Кроме того, в последние несколько лет широкое распространение получили комбинированные устройства (например, сочетание СТАТКОМа и управляемой системы накопления энергии). Такие устройства уже используются на практике - СТАТКОМ с маховиком на острове Сардиния (Италия) и СТАТКОМ с АБ в энергосистеме Австралии (5).

В итальянской энергосистеме имеется опыт использования 7 СК с маховиком номинальной мощностью 250 МВАр производства Ansaldo, GE, Siemens на подстанциях Матера, Фоджия, Гарильяно, Селарджиуса, Фано (5).

Больших успехов в реализации СК с маховиком достигли в Китае. Необходимость их использования в электрических сетях Китая связана не только с широким распространением источников генерации, использующих энергию ветра и солнца, но и с передачей энергии с запада на восток Китая по линиям электропередачи постоянного тока напряжением 1000 кВ. Синхронные компенсаторы устанавливаются на подстанциях, где соединяются сети переменного и постоянного тока. 17 компенсаторов для восьми подстанций уже введены в эксплуатацию (5). Наряду с использованием синхронных компенсаторов перспективным направлением развития электромеханических устройств для компенсации реактивной мощности является внедрение асинхронных компенсаторов.

Качество электрической энергии

Производство электроэнергии возобновляемыми источниками требует преобразования постоянного тока в переменный (преобразование переменный/постоянный ток) и переменного тока в постоянный (преобразование постоянный/переменный ток), что влияет на форму кривой напряжения, что приводит к ухудшению качества электроэнергии, снижению надежности электроснабжения потребителей за счет протекания токов высших гармоник. Рост доли возобновляемых источников энергии требует изучения вопросов, которые не возникают при проектировании схем распределения электроэнергии для традиционных станций: от непосредственного качества вырабатываемой электрической энергии до снижения надежности электроснабжения, вызванного ухудшением качества электрической энергии (6).

В настоящее время накоплен большой объем данных по управлению сетевым хозяйством в условиях высокой доли и даже доминирования ВИЭ. Так, генерирующий объект на основе нетрадиционных ВИЭ может быть подключен к электрической сети через звено постоянного тока или мотор-генераторную установку с аккумулятором. При таком подключении объекта ВИЭ к электросети все проблемы снимаются. Однако применение этой технологии находится на стадии экспериментальных разработок (4).

ОАО «НТЦ ЕЭС» (РФ) разработало параллельные решения для повышения качества электрической энергии и надежности электроснабжения при разработке схем распределения электроэнергии для электростанций на возобновляемых источниках энергии. По результатам исследований (4):

При разработке схемы распределения энергии возобновляемых источников рекомендуется сократить длину кабельных и воздушных линий для уменьшения искажения синусоидальности напряжения в точке подключения.

Рекомендуется учитывать схемы соединения обмоток повышающих трансформаторов для возможности самокомпенсации 5-й и 7-й гармоник напряжения.

При необходимости регулирования напряжения и $\cos\phi$ при разработке схемы распределения электроэнергии из возобновляемых источников рекомендуется использовать быстродействующие БСК для одновременного повышения симметричности и синусоидальности напряжения в точке подключения.

Рекомендуется (по возможности) размещать площадку источника возобновляемой энергии вблизи активных потребителей электроэнергии, чтобы использовать ее в качестве широкополосного фильтра высших гармоник, при необходимости применяя пассивные фильтры.

Система хранения электрической энергии

Одним из способов снижения влияния нестабильности выработки энергии солнечными электростанциями на работу энергосистемы является аккумулятирование избыточной энергии в период превышения производства над потреблением и поставка энергии в сеть в период дефицита. Для обеспечения компенсации колебаний выработки возобновляемых источников энергии, а также участия в балансе мощности в часы вечернего максимума нагрузок, все ветроэлектростанции и солнечные электростанции с общей установленной мощностью электростанции 25 МВт и выше должны быть оборудованы системой аккумулятирования электроэнергии (СЭЭ). Установленная мощность СЭЭ должна находиться в диапазоне 30-50% от общей установленной мощности ветроэлектростанции (ВЭС) с максимальной продолжительностью выдачи мощности не менее 2 часов. В ВЭС и СЭС с установленными СЭЭ должны обеспечивать их длительную устойчивую работу на выделенную нагрузку в изолированном от энергосистемы режиме. Выделение для изолированной работы в случае аварии классифицируется как режим формирования автономной энергосистемы. При включении этого режима управления СЭЭ должна быть способна обеспечить постоянство напряжения и частоты локальной сети, включая как нагрузку, так и источники питания. Режимом выделения изолированной работы может быть как процедура

восстановления после отключения сети (запуск из полностью обесточенного состояния), так и преднамеренное отключение местной электрической сети от основной сети (7).

Использование СЭЭ обеспечит компенсацию колебаний выработки возобновляемой энергии, а также участие СЭС в балансе мощности в вечерние часы пиковой нагрузки. Кроме того, СЭЭ может быть использована для решения других задач, в том числе:

1. Сглаживание пиковой нагрузки: СЭЭ может использоваться для снижения потребления в часы пиковой нагрузки, а также для поставки в энергосистему резервных объемов электроэнергии для покрытия небалансов, обеспечивая тем самым снижение почасового импорта электроэнергии и небалансов на границах смежных энергосистем.
2. Регулирование частоты и напряжения: СЭЭ технологически способны поддерживать частоту и напряжение в энергосистеме в допустимых пределах, в том числе в рамках первичного и вторичного регулирования частоты.
3. Резервирование: в условиях ограниченного энергоснабжения от энергосистемы СЭЭ могут временно выполнять функцию резервного источника энергии.
4. Аварийное управление: при аварийных отключениях линий электропередачи или генерации СЭЭ используются для разгрузки контролируемых участков и поддержания стабильности энергосистемы с минимальными ограничениями для потребителей.
5. Регулирование электроэнергии: использование СЭЭ в качестве инструмента для решения задач централизованной системы автоматического регулирования частоты и потоков мощности (8).

По результатам оценки, требования к параметрам мощности и энергоемкости для группового накопителя значительно ниже, чем для индивидуальных установок (9). Ярким примером такой стратегии является строительство компанией TotalEnergies (Франция) ветропарка мощностью 1,2 ГВт в Казахстане с электростанцией мощностью 300 МВт - 600 МВт.

Роль систем хранения энергии является одной из ключевых, поскольку от способности аккумулировать возобновляемую энергию и своевременно ее использовать зависит эффективность всей энергосистемы в целом. При этом наибольшую эффективность демонстрируют ЭСС с автоматизированными системами управления (АСУ ТП). Эти системы позволяют автоматизировать такие процессы, как мониторинг, управление и контроль систем хранения энергии.

Частотное регулирование, надежность и стабильность

Любые колебания нестабильной генерации ветровых и солнечных

электростанций могут привести к снижению частоты в Объединенной энергетической системе Центральной Азии (ОЭС ЦА) и энергосистеме Кыргызстана, нарушению устойчивости энергосистемы с срабатыванием противоаварийной автоматики и отключением большого количества потребителей. При авариях в энергосистеме, связанных с глубоким дефицитом активной мощности и снижением частоты электрического тока в энергосистеме, установки объектов возобновляемой энергетики будут отключены от сети раньше времени срабатывания автоматических частотно-разгрузочных устройств (АЧРУ) и частотно-делительной автоматики, что приведет к увеличению дефицита активной мощности и, соответственно, вызовет дальнейшее снижение частоты в энергосистеме, развитие аварийной ситуации и увеличение количества потребителей электрической энергии, отключенных действием АЧРУ.

Вовлечение нестабильных возобновляемых источников энергии в условиях дефицита регулирования мощности приведет к невозможности получения всего этого избытка возобновляемой энергии в часы минимального потребления или роста генерации. Безопасный уровень внедрения возобновляемых источников энергии в энергосистему республики составляет не более 10 % от мощности традиционной энергетики, при росте которой в условиях дефицита маневренной генерации проблема обеспечения баланса мощности в энергосистеме будет обостряться.

Если мощности ВИЭ превышают 10 % от общей генерирующей мощности, то они оказывают существенное влияние на режимы работы электростанций и энергосистем, а если превышают 25 %, то могут привести к нестабильности энергосистемы [10]. Примерами таких системных аварий являются аварии в 2011 году в энергосистеме Северо-Западного Китая (11), в Германии в 2012 году (11), 16 августа 2016 года в Калифорнии (12) и 28 сентября 2016 года в Австралии (13).

Автоматика

На объектах генерации возобновляемой энергии должна быть предусмотрена возможность снижения активной мощности, для предотвращения нарушения устойчивости и/или предотвращения и устранения выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений. При обнаружении влияния генерирующего объекта возобновляемой энергетики на перегрузку контролируемых участков электрической сети по активной мощности или элементов электрической сети по току генерирующий объект по команде от автоматики должен обеспечить возможность снижения подаваемой активной мощности, ограничив при этом подаваемую мощность не более заданного значения на время до снятия

ограничений по команде от автоматики.

Быстрая переналадка больших объемов ГЭС с нуля для замещения значительных изменений выработки ВИЭ и поддержания частоты и балансировки в режиме реального времени может быть проблематичной или невозможной без системы автоматического регулирования частоты и мощности (AFPR). В часы солнечной генерации ГЭС будут снижать выработку, поэтому на ГЭС будет доступен большой объем вращающегося резерва, который может быть использован системой AFPR в качестве резерва регулирования. Для реализации АФПР и использования этого резерва потребуется цифровизация/автоматизация объектов энергосистемы.

Но даже при наличии системы САРЧМ большие колебания мощности могут вывести из строя относительно небольшую энергосистему Кыргызстана. Генерирующая установка на возобновляемых источниках энергии должна обеспечивать возможность снижения активной мощности в пределах диапазона регулирования по команде диспетчера, команде дистанционного управления или команде от автоматики управления вплоть до полного отключения станции. Кроме того, генерирующая установка на основе возобновляемых источников энергии должна быть оснащена автоматикой, обеспечивающей регулирование выработки реактивной мощности.

Для стабильной работы энергосистемы Кыргызстана с планируемым вводом СЭС мощностью более 1550 МВт потребуется пересмотреть принципы и схему системы противоаварийной автоматики в целом по энергосистеме. Для этих целей, помимо САРЧМ, необходимо создание Централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), реконструкция электрических сетей с увеличением их пропускной способности, что требует значительных капитальных вложений.

Решение проблем локального энергоснабжения на основе возобновляемых источников энергии не должно приводить к ухудшению общесистемных показателей надежности и устойчивости самой системы, а должно способствовать повышению безопасности и качества обслуживания в соответствии с возможностями генерирующей станции и электрических сетей. Для определения технических решений по подключению возобновляемого источника энергии к электрической сети и оценки его влияния на режимы работы электрической сети должна быть разработана схема выдачи мощности возобновляемого источника энергии. При разработке технических решений для схемы выдачи мощности возобновляемого источника энергии должны быть проведены расчеты установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости и токов короткого замыкания. Схема выдачи мощности возобновляемого источника энергии

должна быть согласована с НЭСК.

Защита электрических сетей и система SCADA

Все электросетевое оборудование и линии электропередачи, входящие в состав объекта генерации возобновляемой энергии, а также линии электропередачи, отходящие от объекта генерации возобновляемой энергии, должны быть защищены от всех видов коротких замыканий. Состав устройств релейной защиты и автоматики электросетевого оборудования объекта генерации возобновляемой энергии и прилегающей электрической сети, а также требования к ним должны быть определены при проектировании.

Не допускается отключение генерирующего объекта ВИЭ от электрической сети технологическими защитами при всех типовых нарушениях в прилегающей электрической сети. Для этих целей необходимо сравнить расчетные значения снижения напряжения для стандартных возмущений со значениями уставок технологических защит генерирующего объекта ВИЭ, действующих на его отключение для снижения напряжения, и с фактической LVRT-характеристикой преобразовательного устройства.

Между ветроэлектростанцией и солнечной электростанцией и диспетчерскими службами электросетевых предприятий должна быть организована технологическая сеть связи с организацией резервных телефонных каналов связи для оперативных переговоров. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала с оперативным персоналом ветроэлектростанции и солнечной электростанции.

На системном уровне необходимо совершенствовать подходы к диспетчерскому управлению в сетях, мониторингу и информационному обмену с объектами возобновляемой энергетики, планированию режимов и развития энергосистемы с учетом двустороннего характера потоков электроэнергии и мощности, а также решать задачи повышения управляемости электрических сетей и источников генерации. Для принятия оперативно-диспетчерских решений с использованием точных данных в режиме реального времени и оценки безопасности, система SCADA / EMS / телеметрия / дистанционное управление должна быть реализована безотказно.

Роль планирования и прогнозирования для успешной интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему. Возможные сценарии развития возобновляемых источников энергии и их влияние на снижение стоимости электроэнергии

Объекты генерации на основе возобновляемых источников энергии должны учитываться при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы в соответствии с законодательными,

нормативными и техническими документами. Точность прогноза является чрезвычайно важным инструментом управления возобновляемыми источниками энергии, в частности, мощностью возобновляемых источников энергии, которые могут быть интегрированы в энергосистему. Кроме того, планирование гидро- и тепловой генерации должно стать неотъемлемой частью планирования интеграции возобновляемых источников энергии.

Необходимо учитывать, что на минутных, десятиминутных, а иногда и получасовых временных интервалах режим генерации SPP предполагается квазистационарным, т.е. выработка электроэнергии на этих интервалах предполагается постоянной с некоторыми отклонениями. Точность прогнозирования является ключевым фактором, определяющим необходимые объемы резерва активной мощности и пропускной способности сети. Однако при резком изменении погодных условий в месте установки СПП нестабильность будет проявляться в гораздо большей степени и потребуются принятие оперативно-технологических решений по поддержанию режима работы сети и недопущению отклонений режимных параметров за пределы допустимых значений. Расхождения в прогнозных значениях в течение суток могут быть значительными, для СПП ошибка прогноза превышает 30 %, для ВЭС - 60 % (14).

Для повышения надежности работы сетевых ветроэлектростанций можно учесть опыт Германии по укрупнению ветропарков по количеству ветроэлектростанций. Это позволяет за счет сглаживания территориальной неравномерности распределения ветра снизить неравномерность выработки ветроэлектростанций на 10-минутных интервалах с 65 % при работе 1 ветроэлектростанции до 5 % при работе 300 ветроэлектростанций. Кроме того, объединение управления отдельными ветроэлектростанциями в единую «виртуальную ветряную ферму». Создав единую инфраструктуру управления виртуальным ветропарком, можно значительно снизить колебания мощности на часовых и суточных интервалах. Так, объединение 40 ветроэлектростанций в «единый» ветропарк, расположенный на большой территории в Германии, позволило за счет уменьшения ошибки прогноза и выравнивания производства снизить колебания мощности в 3-4 раза (15).

Необходимо предотвратить локализацию больших объемов возобновляемых источников энергии в Иссик-Кульской области и обеспечить территориальное распределение возобновляемых источников энергии для снижения нагрузки на энергосистему и уменьшения потребности в быстрых (внутричасовых) резервах. Добавление солнечной электростанции мощностью 500 МВт в Иссик-Кульской области может негативно повлиять на способность энергосистемы реагировать на аварийные ситуации. Распределение

солнечных электростанций по нескольким регионам позволяет решить эту проблему, снизив наиболее значимую аварийную ситуацию, связанную с солнечной генерацией (4).

Для правильного планирования сетей электропередачи настоятельно рекомендуется определить места для строительства ветряных и солнечных электростанций, что позволит спланировать инвестиции в сети электропередачи (4).

Проведенное нами исследование подтвердило гипотезу о том, что интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему Кыргызстана — сложный, но необходимый процесс, способствующий устойчивому развитию энергетической инфраструктуры страны. Основные выводы и рекомендации, вытекающие из анализа, подтверждают, что для успешного внедрения ВИЭ необходимо учитывать ряд ключевых факторов, включая технические, экономические и законодательные аспекты.

В первую очередь следует отметить, что безопасный уровень интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана не должен превышать 10% от мощности традиционной энергетики. Увеличение этой доли до 25% может существенно повлиять на устойчивость работы электростанций и энергосистемы в целом, а также привести к осложнениям в параллельной работе с соседними странами Центральной Азии. Это создает необходимость разработки четкой стратегии управления и планирования интеграции возобновляемых источников энергии с целью недопущения возможных аварий и сбоев в электроснабжении.

Интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана требует комплексного подхода, включающего технические, законодательные и инвестиционные меры. Принятие данных рекомендаций позволит обеспечить стабильность и устойчивость энергосистемы, повысить энергетическую безопасность и снизить зависимость от ископаемых источников энергии, что в свою очередь будет способствовать экологическому благополучию и устойчивому развитию страны.

5.3 Ожидаемые результаты развития ВИЭ и сокращение углеродного следа в условиях энергетического перехода

5.3.1 Оценка выбросов CO₂ и предложения по их сокращению

Интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана требует комплексного подхода, включающего учет климатического фактора и сокращения выбросов парниковых газов в CO₂

эквиваленте или **сокращение углеродного следа**. Развитие и интеграция ВИЭ в энергосистему позволит обеспечить стабильность и устойчивость энергосистемы, повысить энергетическую безопасность и снизить зависимость от ископаемых источников энергии, что в свою очередь будет способствовать экологическому благополучию и устойчивому развитию страны.

Об этом свидетельствуют прогноза ООН по сценариям оценка выбросов ПГ в энергетике на долгосрочную перспективу на основе⁸ роста населения и корреляции с ВВП ППС показывают тенденцию к увеличению выбросов, в связи с ростом населения и увеличением потребления энергии. За основу берется базовый сценарий БКО (бизнес как обычно) с средними показателями развития экономики и роста населения (Рис.5.13).

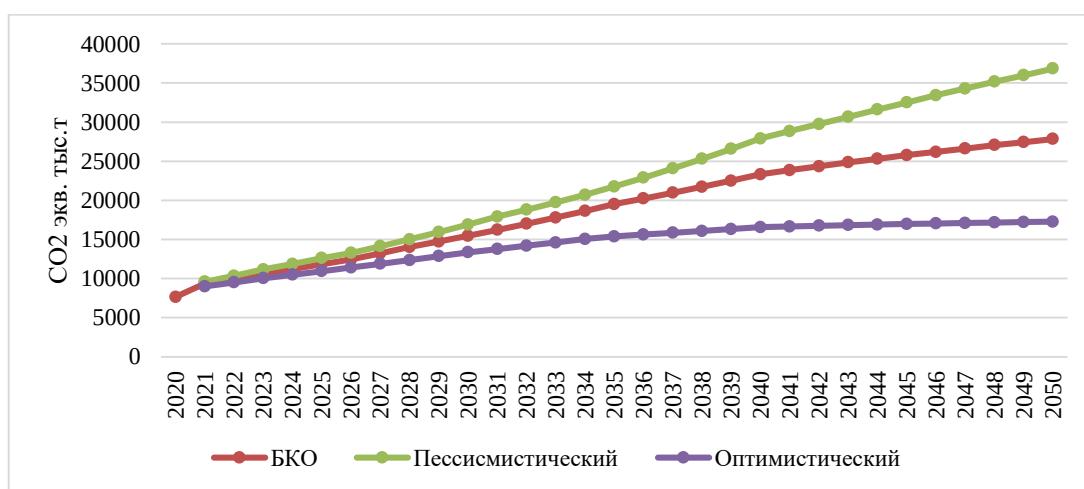


Рис. 5.13. Проекция ПГ в энергетике до 2050г.

Для достижения сокращения углеродного следа за счет мер в энергетическом секторе необходимо привлечение инвестиций как внутренних, так и внешних.

В рамках обновленного ОНУВ КР⁹ были рассмотрены варианты сценариев реализации мер для снижения выбросов: БКО - когда нет реализации никаких мер по сокращению выбросов; СМ – с мерами при финансировании за счет внутренних инвестиций и они определены; СДМ - с дополнительными мерами при финансировании за счет внешних инвестиций, которые необходимо привлечь и их источники пока не определены (рис.5.14).

⁸ MEDIUM/Suggested citation: United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019). World Population Prospects 2019, Online Edition. Rev.

⁹ <https://kyrgyzstan.un.org/en/node/165258>

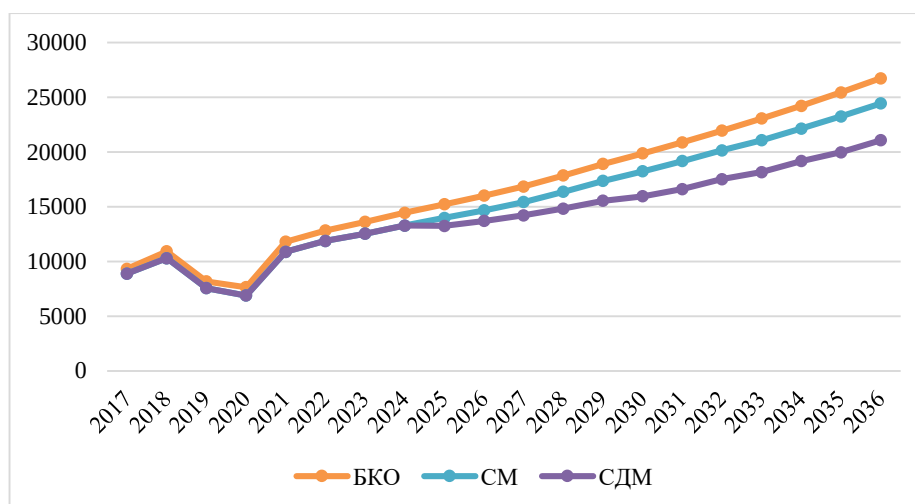


Рис. 5.14. Тренды сценариев снижения выбросов ПГ CO₂

В случае реализации мер СМ, то к 2035г. ожидается снижение CO₂ выбросов в энергетике на 8,6% или 2193,2 тыс.т CO₂ экв., а в случае привлечения внешних инвестиций и реализации СДМ мер ожидается снижение выбросов ПГ на 21,5% или на 5474,9 тыс.т CO₂ экв.(НЭП -2035)

В области ВИЭ перспективными по регионам объектами являются:

- сооружение СЭС и ВЭС по регионам суммарной мощностью 1000 МВт к 2025г. и 1750 МВт к 2035 г на перспективных зонах для производства электроэнергии для чего необходимо;
- повсеместная установка солнечных коллекторов, тепловых насосов, а также использование тепла геотермальных источников для теплоснабжения объектов соцкультбыта и населения в районах их сосредоточения;
- сооружение биогазовых установок с получением биогаза и попутным использованием отходов в качестве удобрения для фермерских хозяйств;
- строительство малых ГЭС и СЭС с целью достижения их доли на уровне 10% к 2027г т.е. в пределах, требующих значительной модернизации сети, и до 25% к 2035 г. при географической диверсификации проектов ВИЭ в пяти зонах Иссык-Кульской, Нарынской, Джалал-Абадской, Чуйской и Таласской областей, что приведет к экономически эффективной и надежной интеграции станций ВИЭ в энергетическую систему КР;
- замещение углеводородного топлива для сокращения выбросов ПГ на 20% к 2035г. и достижению поставленных целей к 2050г., удельных выбросов в CO₂ эквиваленте, не превышающих 1,56 тонн на 1 человека по данным Центра по изменению климата в КР в целях выполнения положений Парижского соглашения по предотвращению глобального потепления климата.

Параллельно с поиском инвесторов для сооружения солнечных и ветровых энергоустановок, а также для строительства малых ГЭС необходимо определить источники покрытия разницы между тарифами на электроэнергию и тарифами с учетом коэффициентов в соответствии с Законом КР «О

возобновляемых источниках энергии» в целях обеспечения окупаемости проектов по ВИЭ».

При установлении квотирования мощностей по регионам и по видам ВИЭ важно принять во внимание Среднесрочную тарифную политику КР для покрытия затрат по выкупу электроэнергии с учетом повышающих коэффициентов и проведения энергосбережения при производстве, транспортировке и потреблении энергоресурсов.

В соответствии с поставленными целями определены нижеследующие задачи в НЭП-2935 :

1. Повышение энергоэффективности при добыче и производстве всех видов ТЭР с обеспечением сокращения потерь электроэнергии при передаче до 4,5% и распределении до 10,75%:

- сокращение выбросов продуктов сгорания при выработке тепловой и электрической энергии, в т.ч. выбросов вредных веществ;

- сокращение удельного использования топлива при производстве электрической и тепловой энергии;

- сокращение потерь тепловой энергии к 2027г. на 1% ежегодно и электрической энергии на 0,1% в год в сфере передачи и на 0,25% в год в сфере распределения;

2. Повышение энергоэффективности при потреблении всех видов ТЭР с обеспечением их экономии в объеме 190,1 тыс. т.у.т к 2027г.:

- эффективное использование всех видов ТЭР, обеспечивающее устойчивый рост социально-экономического развития КР;

- снижение удельных показателей потребления электрической и тепловой энергии;

- разработка НПА, регулирующих отношения в сфере энерго- и ресурсосбережения;

- повышение осведомленности всех категорий потребителей о преимуществах энергосбережения и энергоэффективности;

- подготовка и повышение квалификации специалистов.

3. Развитие использования более чистых ТЭР с обеспечением повышения доли ВИЭ в производстве электроэнергии на уровне не менее 10% к 2027 г. за счет:

- газификации населенных пунктов и перевод котельных на более чистые виды топлива и ВИЭ;

- ускоренное строительство электростанций с использованием ВИЭ;

- создание условий для развития электромобилей.

Реализация запланированных мероприятий в сфере энергосбережения и энергоэффективности в КР позволит:

- стимулировать стабильное экономическое развитие, обеспечить конкурентоспособность продукции, получить дополнительные доходы от экспорта ТЭР, высвободить значительные объемы бюджетных средств и создать новые рабочие места;
- обеспечить энергетическую безопасность;

- улучшить экологическую обстановку и, как следствие, улучшить показатели здоровья и качества жизни населения;
- сохранить природные энергетические ресурсы для будущих поколений.

5.3.2 Оценка загрязнения ОС выбросами энергетических объектов их доля в общем загрязнении

Выбросы парниковых газов (ПГ). Наибольший вклад в эмиссию ПГ по КР вносит сектор сельского хозяйства, его вклад составляет 36% выбросов в CO₂ эквиваленте. В 2020г. на энергетический сектор приходилось 28% выбросов в CO₂ эквиваленте, на сектор транспорта 24% выбросов в CO₂ эквиваленте и на сектор отходов 4% от общего объема 14623,165 тыс.т CO₂ эквивалента эмиссий в республике.

В энергетике основные выбросы ПГ составили 6803,882 тыс.т CO₂ эквивалента, из них 60% по сектору образуются за счет сжигания ископаемого топлива при производстве электрической и тепловой энергии.

На коммерческий/институциональный и жилой сектор приходится 28% выбросов в CO₂ эквиваленте, на производственные процессы и строительство 8% и на летучие выбросы при добыче нефти и газа приходится 4% в CO₂ эквиваленте.

Основные проблемы по сокращению выбросов связаны, в первую очередь, с обеспечением энергоэффективности конечного потребления ТЭР, поскольку эмиссия ПГ как при производстве, так и потреблении ТЭР значительно возрастет если не предпринимать меры.

Выбросы загрязняющих веществ. Объемы выбросов загрязняющих атмосферу веществ по КР, отходящих от стационарных источников, составили 54,5 тыс.т.¹⁰ по видам экономической деятельности в 2021г. На деятельность по обеспечению электроэнергией, газом, паром приходится 30,546 тыс.т или 56% от всех объемов выбросов, загрязняющих атмосферу по КР. В г.Бишкеке проживает наибольшее количество пользователей тепловой и электрической энергии, и столица соответственно является главным источником загрязняющих выбросов в атмосферу в КР.

В настоящее время более 70% домохозяйств в КР отапливаются углём,¹¹ что вызывает наиболее опасные концентрации мелкодисперсных твёрдых частиц – PM_{2.5} и PM₁₀. Эти микроскопические частицы могут проникать в организм, в лёгкие и попадать в кровеносную систему, вызывая сердечно-сосудистые, респираторные заболевания и рак лёгких.

На данные твердые частицы приходится 22% или 19,06 тыс.т. от всех загрязняющих выбросов КР. 41% приходится газообразные и жидкие выбросы, 18% приходится на диоксид серы (SO₂), 13% на оксид углерода (CO), и 6% на выбросы оксидов азота (NO_x) от общего объема загрязняющих выбросов КР,¹² которые негативно влияют на здоровье человека.

¹⁰<http://www.stat.kg/media/publicationarchive/c210d76d-91e9-4e8e-a597-e49217759846.pdf>

¹¹<https://www.undp.org/kyrgyzstan/publications/air-quality-bishkek-assessment-emission-sources-and-roadmap-supporting-air-quality-management>

¹²<http://www.stat.kg/media/publicationarchive/c210d76d-91e9-4e8e-a597-e49217759846.pdf>

По воздействию на окружающую среду по данным Центра по изменению климата КР, наибольший вклад в эмиссию ПГ вносит энергетический сектор, хотя его вклад заметно уменьшается. В 1990г. на энергетический сектор приходилось 73,3% выбросов в СО₂ эквиваленте, а к 2015г. доля уменьшилась до 52,4%. Уменьшилась и доля процессов сжигания ископаемого топлива в энергетическом секторе – с 95,5% в 1990г. до 87,4% в 2010 г. С 2011г. произошло снижение объемов удельных эмиссий на 1 т.н.э первичных топливных ресурсов, однако данный показатель все еще является высоким.

Анализ тенденций основных климатических индикаторов показывает их неудовлетворительное состояние, что не только затрудняет выполнение обязательств КР по реализации статей Конвенции ООН по изменению климата от 9 мая 1992 года (РКИК ООН), но и не обеспечивает устойчивое развитие, естественно подразумевающее усиление экологической и энергетической безопасности.

Планирование и управление спросом на энергоносители требует установления пороговых значений энергопотребления через снижение темпов роста энергоемкости ВВП и, как следствие, снижение углеродоемкости ВВП.

Из вышеобозначенных задач необходимо формирование энергосберегающей политики по следующим направлениям:

- совершенствование нормативно-правовой базы;
- создание структуры организации и управления энергосбережением на республиканском уровне.

5.3.3. Обеспечение минимального техногенного воздействия на ОС

Снижение энергоемкости ВВП при одновременном повышении обеспечения доступа граждан и экономических субъектов к надежному и современному энергоснабжению является основной целью и составляющими устойчивой, «зеленой» энергетики с учетом энергетической безопасности и защиты окружающей среды.

Для обеспечения минимального техногенного воздействия на ОС развитие энергетики в стране нуждается в усилении государственной политики для реального стимулирования: энергоэффективности и энергосбережения, производства энергии из возобновляемых источников, повышения эффективности управления водными и земельными ресурсами в городских и сельских районах, в экосистемном подходе по адаптации к изменению климата, мониторинге и учете экосистемных услуг. В конечном итоге все преобразования и меры должны быть нацелены на положительное воздействие на качество жизни человека и минимизацию воздействия на ОС.

Меры в электроэнергетике

Для достижения поставленной цели в секторе электроэнергетики необходимо реализовать следующие меры.

Блок генерации:

- завершить реконструкцию с увеличением мощности на 399 МВт на существующих ГЭС к 2026г.;
- завершить строительство и запуск 2-го агрегата мощностью 120 МВт Камбаратинской ГЭС- 2 к 2027г.;
- завершить строительство и запуск МГЭС мощностью 74 МВт к 2027г.;
- запустить строительство МГЭС мощностью 100 МВт к 2028г. ;
- завершить строительство Верхне-Нарынского каскада ГЭС с мощностью 237,7 МВт к 2028г.;
- запустить строительство Казарманского каскада ГЭС с мощностью 1160 МВт с завершением к 2040г.;
- запустить строительство Камбаратинской ГЭС-1 с мощностью 1860 МВт с завершением к 2035г.

Блок ВИЭ:

- запуск и завершение строительства солнечных электростанций мощностью 100 МВт к 2030г.;
- проведение исследований и формирование карты инсоляции КР, разработка проектов по солнечной энергетике с учетом гендерных аспектов и интересов уязвимых групп;
- стимулирование инвестиций частного сектора в солнечную и ветровую энергию посредством проведения конкурсов;
- запуск и завершение строительства ветровых электростанций мощностью 100 МВт к 2030г.;
- проведение исследований и формирование карты ветров КР, разработка проектов по ветровой энергетике с учетом гендерных аспектов и интересов уязвимых групп;
- развитие использование геотермальной энергетике через установку 5МВт тепловых насосов к 2030г.;
- проведение исследований и формирование карты геотермального потенциала КР, разработка проектов по геотермальной энергетике с учетом гендерных аспектов и интересов уязвимых групп;
- расширение применения солнечных тепловых коллекторов для горячего водоснабжения;
- расширение использования биогазовых технологий в сельском хозяйстве, перерабатывающей промышленности и свалочных полигонах для выработки, сбора биогаза и последующей генерации электрической или тепловой энергии.
- проведение исследований и разработка проекта для системы дегазации свалочной толщи полигона с установкой вертикальных или горизонтальных скважин для отбора газа, с последующим сжиганием в факелах или выработки энергии (электрической/тепловой) с учетом гендерных аспектов и интересов уязвимых групп;

- установка системы дегазации свалочной толщи полигона с установкой вертикальных или горизонтальных скважин для отбора газа, с последующим сжиганием в факелах для выработки энергии (электрической/тепловой) в г.Бишкек, г.Ош.

Блок энергоэффективности:

- снижение потерь электроэнергии при передаче по сетям до 4,7% с 2030г.;
- снижение потерь электроэнергии при распределении по сетям до 9% с 2030г.;
- разработка комплексной программы по снижению потерь, которая позволила бы уменьшить технические потери и устранить нетехнические потери, в том числе посредством АСКУЭ;
- снижение потерь тепла при передаче и распределении по сетям до 24% с 2030г.;
- обязательное использование СНиП по современным требованиям к энергоэффективности при проектировании и строительстве новых многоквартирных жилых, общественных зданий с 2023г. и частных жилых домов площадью более 150 кв.м. с 2035г.;
- подготовка и запуск проекта по повышению энергоэффективности в существующих общественных зданиях КР с 2030г.

Блок проблемы смога г. Бишкек

В исследовании, проведенном в 2021г. ПРООН совместно с Финским институтом метеорологии, отмечается, что в г. Бишкеке наблюдается плохое качество воздуха с чрезвычайно опасными уровнями в зимний отопительный период (октябрь-март). Цена загрязнения воздуха для здоровья в Кыргызстане оценивались в 388 млн. долл. США или 6% валового национального дохода в 2015г. Снижение уровня загрязнения воздуха может уменьшить уровень заболеваемости таких как инсульт, болезни сердца, рак и хронические и острые респираторные заболевания, в том числе астма. Исследование показало, что ежегодно средние концентрации PM_{2,5} составляют около 30 мкг/м³, значительно превышает национальные и все международные (ЕС, US EPA и ВОЗ) санитарные нормы Кыргызстана и нормативные значения (например, рекомендации ВОЗ для годовых концентраций составляет 5 мкг/м³). Уровни концентрации PM_{2,5} достигают пика в зимнее время. Сокращение мелких твердых частиц (PM_{2,5}) загрязнения является наивысшим приоритетом, так как воздействие высоких концентраций вызывают самые тяжелые последствия для здоровья и ОС. Для решения данного вопроса необходимы следующие меры:

- расширение установки энергоэффективных печей в частных домохозяйствах с снижением потребления угля до 35% с 2023г.
- переход на отопление обогащенным бездымным полукоксом и брикетам из местных углей в частных домохозяйствах с 2030г.

- дальнейшая реализация проекта ОсОО «Газпром Кыргызстан» по газификация частных домохозяйств и перевод местных котельных на использование природного газа вместо угля.

- разработка и внедрение системы государственной поддержки по переходу частного сектора домохозяйств на газ при подключении к сетям и приобретении отопительного газового оборудования с 2023г.

Меры в угольной промышленности

Для снижения объемов вредных выбросов в атмосферу и содействия в решении ситуации со смогом и улучшения экологической ситуации в столице и КР необходимо внедрить инновационные технологии в угольную отрасль. Для повышения качества используемого топлива необходимо строительство обогатительных фабрик по глубокой переработке местного угля в энергетический полукокс и или брикеты, а также в дальнейшем перевести все котельные и электрические станции республики на местное обогащенное угольное топливо.

Строительство обогатительных фабрик на севере и юге республики позволит повысить экспортный потенциал угольной промышленности КР, т.к. полученный кокс применяют в металлургии, и цена колеблется в пределах 216-412 \$ за одну тонну¹³, а сопутствующие летучие продукты являются ценным химическим сырьем и востребованы на мировом рынке. Энергетический полукокс, также получаемый в результате переработки местных углей, является бездымным, т.к. не содержит смолистых веществ и имеет калорийность примерно в два раз больше, чем используемые угли месторождения Кара-кече¹⁴ и может использоваться как на ТЭЦ г.Бишкек, так и в частных домохозяйствах.

Необходимо подготовить двух проектов и запуск строительства обогатительной фабрики по глубокой переработки углей на месторождении Кара-Кече с 2025г.

Меры в нефтегазовой промышленности

Основные меры направлены на повышение эффективности развития нефтегазовой промышленности:

- сохранить существующие объемы добычи нефти и газа путем восстановительных работ и ежегодного введения в эксплуатацию 20-25 новых скважин;

- увеличить объемы работ разведочного этапа с использованием современных технологий;

- выполнить реконструкцию действующих НПЗ для выпуска нефтепродуктов экологических стандартов К-4 и К-5.

¹³https://www.metaltorg.ru/metal_catalog/metallurgicheskoye_syrye_i_polufabrikaty/koks/coke/

¹⁴<https://vesti.kg/analitika/item/105875-analitika-otsenka-vozmozhnosti-perekhoda-na-otchestvennyj-ugol-dlya-tets-bishkeka.html>

5.3.4. Меры по адаптации к изменению климата

Основная цель мер по адаптации состоит в снижении уязвимости и повышении устойчивости к изменению климата путем интеграции вопросов адаптации в сектор энергетики на различных уровнях управления. Адаптационные меры в энергетическом секторе направлены на достижение следующих целей.

Цель 1. Повышение адаптационного потенциала. Для достижения этой цели необходимы реализовать следующие меры:

- проведение научных исследований влияния изменения климата на энергетическую безопасность страны;
- исследование прогноза спроса на энергоносители при различных климатических сценариях, включая зависимости изменения стока рек;
- прогнозирование оптимального баланса ирригационного и энергетического режимов работы каскадов ГЭС и водохранилищ с учетом годовых и многолетних циклов колебаний водного стока в бассейне р.Нарын;
 - разработка политики развития и законодательства энергетического сектора с учетом вопросов изменения климата, гендерных аспектов и интересов уязвимых групп;
 - разработка программы адаптации энергетического сектора к последствиям изменения климата
 - разработка государственной программы энергоэффективности и энергосбережения с учетом изменения климата;
 - инвентаризация законодательства в энергетическом секторе с учетом изменения климата;
 - создание фонда энергоэффективности и энергосбережения для проведения энергосберегающей политики с учетом климатических воздействий и соответствующих регулятивных НПА;
 - разработка учебной программы подготовки сертифицированных энергоаудитов для предприятий реального сектора и бюджетных организаций;
 - повышение осведомленности и уровня знаний лиц принимающих решения и общественности и сектора образования вопросам изменения климата;
 - информирование и повышение уровня знаний общественности, в т.ч. СМИ, учащейся молодежи и населения по вопросам адаптации к изменению климата и экономии энергоносителей.

Цель 2. Укрепление климатической сопротивляемости/устойчивости

- повышение устойчивости энергетической инфраструктуры к перегрузкам при критических понижениях температуры;
- проведение инвентаризации объектов энергетической инфраструктуры наиболее уязвимых к воздействию перепадов температур.;

- замена и модернизация инфраструктуры для повышения надежности энергетической системы при перегрузках;
 - Обеспечение безопасности энергетической инфраструктуры при климатических ЧС:
 - укрепление и перенос наиболее уязвимых к паводкам и оползням опор ЛЭП;
 - предотвращение гололедообразования на высоковольтных линиях электропередачи в высокогорных районах заменой кабелем К110;
 - замена уязвимых к климатическим воздействиям проводов на самонесущие изолированные провода (СИП) в распределительных сетях;
 - модернизация и новое строительство подстанций для обеспечения надежности энергоснабжения.
 - Диверсификация источников электрической энергии в связи с влиянием изменения климата на гидроэнергетику страны;
 - подготовка ТЭО проекта для ввода новых мощностей на основе ВИЭ не менее чем на 100 МВт.

Цель 3. Снижение уязвимости к негативным последствиям воздействий изменения климата

- разработка механизмов по организации, учету и контролю за рациональным использованием энергоносителей:
 - проведение энергоаудита в бюджетных организациях для выявления резервов экономии энергоносителей и возможностей использования энергии от ВИЭ;
 - разработка НПА для проведения энергоаудита в частном секторе с организацией сервисных услуг населению для выявления резервов экономии энергоносителей и возможностей использования энергии от ВИЭ;
 - разработка регулирующих актов по снижению бюрократических барьеров и ускорения процесса подключения частных домов к распределительным газовым сетям;
 - разработка регулирующих актов по снижению бюрократических барьеров и ускорения процесса получения разрешения на установку и использование газового оборудования на автомобили;
 - разработка технического регламента по регулированию работы энергосистемы в чрезвычайных ситуациях с учетом прогнозируемого уменьшения количества осадков (маловодие) вследствие изменения климата.

5.3.5. Перспективы торговли выбросами ПГ

Для международной торговли выбросами ПГ КР на данном этапе доступен только механизм чистого развития (МЧР) для конкретного проекта. Исходя из принципа, что эффект для глобальной окружающей среды одинаков вне зависимости от того, где происходит сокращение выбросов ПГ, страны могут достигать своих целей путём комбинации внутригосударственных мер и использования механизмов Киотского протокола. Механизмы Киотского

протокола разработаны для содействия странам в достижении их целей экономически эффективным образом и помощи развивающимся странам в достижении устойчивого развития. В Киотском протоколе определены три механизма:¹⁵

- Совместное осуществление (СО);
- Механизм чистого развития (МЧР);
- Международная торговля квотами на выбросы (МТВ).

Основными выгодами для стран, принимающих проекты, являются: привлечение иностранных инвестиций, передача технологий и вклад, который такие проекты вносят в устойчивое развитие этих стран. Проекты должны способствовать получению реальных, измеримых и долгосрочных выгод, связанных со смягчением последствий изменения климата.

Выводы по 5 главе

1. Оптимизация баланса электроэнергии возможна при сокращении потерь электроэнергии с достижением к 2030-2040 годам ее нормативных значений. На основании проведенного экспериментального исследования выявлено влияние несимметрии нагрузки на рост потери электроэнергии в электрических сетях.
2. Разработана программа для ЭВМ для экспериментальной установки по исследованию влияния показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети и алгоритм переключений нагрузок с обработкой данных и выводом информации через Com-port. Программа позволяет задать алгоритм переключения нагрузок с фиксированным интервалом времени и мгновенной обработкой данных с электронных термодатчиков для исследования несимметрии в электрических сетях, с возможностью выбора режимов (симметричный режим, несимметричный режим, при нагрузке по двум фазам; несимметричный режим, при нагрузке одной фазы (крайний режим несимметрии) электрических сетей. Свидетельство Кыргызпатента № 504 от 17 мая 2018 г на программу для ЭВМ «Управление переключениями нагрузок с исследованием режимов несимметрии в электрических сетях».
3. Предложен новый способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях с помощью разработанной экспериментальной установки. Свидетельство Кыргызпатента № 3351 от 4 июня 2018 г.

¹⁵<https://www.energyc>

harter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Emissions_Trading_2006_ru.pdf

«Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях».

4. Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему Кыргызстана — сложный, но необходимый процесс, способствующий устойчивому развитию энергетической инфраструктуры страны. Основные выводы и рекомендации, вытекающие из анализа, подтверждают, что для успешного внедрения ВИЭ необходимо учитывать ряд ключевых факторов, включая технические, экономические и законодательные аспекты.
5. В первую очередь следует отметить, что безопасный уровень интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана не должен превышать 10% от мощности традиционной энергетики. Увеличение этой доли до 25% может существенно повлиять на устойчивость работы электростанций и энергосистемы в целом, а также привести к осложнениям в параллельной работе с соседними странами Центральной Азии. Это создает необходимость разработки четкой стратегии управления и планирования интеграции возобновляемых источников энергии с целью недопущения возможных аварий и сбоев в электроснабжении.
6. Безопасный уровень интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Кыргызстана не должен превышать 10% от мощности традиционной энергетики. Увеличение этой доли до 25% может существенно повлиять на устойчивость работы электростанций и энергосистемы в целом, а также привести к осложнениям в параллельной работе с соседними странами Центральной Азии. Это создает необходимость разработки четкой стратегии управления и планирования интеграции возобновляемых источников энергии с целью недопущения возможных аварий и сбоев в электроснабжении.
7. Свыше 10% требует сооружения накопителей и необходимость их оценки по технико-экономическим показателям для ее обеспечения до 25% к 2035-2040 гг.
8. Сокращение углеродного следа возможна при ускоренном развитии ВИЭ с накопителями и цифровизацией с созданием умной энергосистемы в перспективе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Теоретические исследования различных авторов по определению ТЭБ как экономической категории требуют пересмотра в современных условиях энергетического перехода как «Топливо-энергетический баланс – это динамическая система планирования, прогнозирования и управления производства, распределения, и потребления топливо-энергетических ресурсов, направленная на повышение доли возобновляемых источников энергии, энергоэффективности и снижение углеродного следа страны;
2. Минэнерго КР для разработки ТЭБ необходимо использовать результаты отчетности Нацстаткома КР» Топливо-энергетический баланс КР» и для оперативного планирования и прогнозирования приобрести программы по оптимизации ТЭБ страны и регионов.
3. Для проведения энергетической политики страны необходимо ежегодно планировать и периодически на 5-10 лет прогнозировать рациональную структуру ТЭБ с использованием комплексного системного подхода с учетом внешних и внутренних связей с учетом экологических вызовов и устойчивого развития в соответствии с разработанной модели на рис.1. и 2.;
4. Для отслеживания динамики ТЭБ на основе балансового метода требует периодической оценки балансовых и промышленных запасов и обеспеченности страны и регионов ТЭР путем статистического анализа приходной и расходной части ТЭБ и тенденций развития отраслей ТЭК показывают неравномерность размещения ТЭР по территории и дефицитности как углеводородного топлива, так и электроэнергии, в связи с опережающими темпами роста потребления над темпами роста их производства, сокращения импорта, в связи с независимой энергетической политикой соседних стран ЦА. На убыточность энергокомпаний и дефицит электроэнергии и мощности, отсутствие их резерва повлияли погодно-климатические условия, маловодность и сработка Токтогульского водохранилища до кризисного уровня, которая привела к сокращению производства электроэнергии до кризисного уровня
5. Для вывода из энергетического кризиса принято в 2022 г решение Жогорку Кенеша и поручено Минэнерго КР разработке Национальной энергетической программы КР на 2023-2027 гг и перспективу до 2035 года. Во исполнение приказа Минэнерго КР нами с составом исполнительной рабочей группы разработанная НЭП-2035 одобрена в 27 июня 2024 г.. В данном документе поставлена главная цель, приоритеты и задачи для их обеспечения и реализации, разработаны стратегия развития отраслей ТЭК, План реализации в два этапа 2023-2027 гг и на втором этапе 2028-2035 гг., а также Матрица индикаторов для мониторинга и корректировки в связи с меняющимися условиями и вызовами;

6. Научно-обоснованный прогноз спроса на энергоносители на перспективу до 2035-года по отраслям и по сценариям развития макроэкономики с учетом энергосберегающей политики с сокращением темпа роста энергоемкости и электроемкости ВВП доказывает, что для выхода из энергокризиса необходимо опережающее развитие электроэнергетики с поэтапным вводом в действие ГЭС, СЭС, ВЭС и ТЭЦ и по сценариям с ростом доли ВИЭ до 10 % по умеренному, и 25 % в производстве энергии по ускоренному сценарию.
7. Разработанные балансы энергии и мощности по сценариям позволят провести прогноз оптимальных потоков экспорта при избытке и импорта при недостатке и предусматривают, реализацию мер по выходу на рынки электроэнергии по проекту CASA – 1000 в объемах 1,25-1,75 млрд. кВт.ч в год в энергосистемы стран Центральной и Южной Азии, и участие в общем ортовом рынке электроэнергии и мощности стран ЕАЭС в объемах от 4 до 6 млрд.квт.ч в год..
8. Проведение оценка энергоэффективности развития и по отраслям и регионам, для отслеживания необходимо создание Координационного совета из представителей заинтересованных министерств и ведомств , органов местного самоуправления.и обеспечивать темпы роста спроса на энергоносители ниже темпов роста ВВП, что позволит достичь экономного использования ТЭР с сокращением дефицита, с созданием резерва мощности в энергосистеме на уровне 400-500Мвт.,, а также диверсификацию .в расходной части за счет ВИЭ и электроэнергии.
9. На современном этапе разработки рациональной структуры ТЭБ актуальным и или задачей первостепенной важности является сокращение технологических потерь в энергосистеме и в задачи оптимизация энергобаланса включены меры по снижению технологических потерь в электрических сетях при передаче и распределении электроэнергии до конечного потребителя предприятиям реального сектора экономики, малого и среднего бизнеса и сферы услуг населения.
10. Обеспечение надежности энергоснабжения требуют ускоренной разработки мер по интеграции ВИЭ в энергосистему КР .и меры по адаптации к изменению климата отраслей ТЭК и достижению энергоэффективности для обеспечения энергетического перехода к зеленой экономике, включенные в ОНУВ- 2022 по реализации РКИК ООН и Парижских соглашений.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

1. В связи с энергетическим кризисом и дефицитом электроэнергии и мощности в Кыргызской энергосистеме Минэнерго КР необходимо создание структуры в своем составе- отдел Топливо-энергетического баланса для ежегодного планирования и прогнозирования развития отраслей ТЭК и прогноза спроса на энергоносители с учетом экологических и экономических вызовов;
2. Для разработки ТЭБ необходимо использовать результаты отчетности Нацстаткома КР и Топливо-энергетический баланс КР и для оперативного планирования и прогнозирования приобрести программы по оптимизации ТЭБ.
3. Минэнерго КР сбалансированность ТЭБ необходимо обеспечить на научной,экономически обоснованной основе - методологии прогнозирования спроса на энергоресурсы в тесной взаимосвязи с учеными НИИЭнергетики и связи и специалистами Минэкономики и коммерции КР .
4. Министерству природных ресурсов для оценки обеспеченности страны и регионов топливн-энергетическими ресурсами периодически проводить оценки балансовых и промышленных запасов и обеспеченности страны и регионов ТЭР
5. Кабинету министров При Президенте КР для реализации одобренного НЭП -2035 необходимо создать Координационный Совет из представителей заинтересованных министерств и ведомств, ученых и специалистов для четкой реализации Плана мероприятий на 2025-2035 годы и мониторинга Матрицы индикаторов и внесения дополнений и изменений в соответствии с принятыми обязательствами и заключенными договорами и соглашениями по сооружению новых ГЭС, СЭС и ВЭС; Координационному Совету периодически отчитываться перед Жогорку Кенешем и Президентом КР о ходе реализации НЭП.-2035.
6. Разработать четкий Календарный план сооружения новых ГЭС, СЭС и ВЭС; Координационному Совету с назначением ответственных и организаций по соружению и вводу в действие новых объектов и предприятий инфраструктуры, а также Инвестиционный план по привлечению и использованию инвестиций выделенных международными банками, фондами и частныхлиц.
7. По налаживанию внешних энергетических связей по результатам разработки баланса электроэнергии и мощности согласовать с международными организациями потоки электроэнергии и мощности по CASA-1000, а также для участия в оптовом рынке электроэнергии ЕАЭС, поставки газа и экспорта угля в Китай.
8. Для оценки энергоэффективности использования электроэнергии и тепла по отраслям и регионам, и для отслеживания расчета их показателей необходимо создание рабочую группу при Координационном совете из

представителей ученых и специалистов разработчиков НЭП-2035 заинтересованных министерств и ведомств , органов местного самоуправления и обеспечивать темпы роста спроса на энергоносители ниже темпов роста ВВП, что позволит достичь экономного использования ТЭР с сокращением дефицита, с созданием резерва мощности в энергосистеме на уровне 400-500Мвт, а также диверсификацию

.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методология по стратегическому планированию устойчивого развития. Утверждена приказом Министерства экономики КР от 27.02.2015 г. № 45
2. Отчеты Нацстаткома КР ТЭБ за 2010-2023 гг.
3. Отчет ТЭП – 2014-2022 ГарТЭК и ДРТЭК при Минэнерго КР
4. Отчет годовому собранию акционеров ОАО ЭС за 2011-2023 гг.
5. Отчет годовому собранию акционеров ОАО НЭСК за 2023 г.
6. Меморандум между Министерством энергетики Республики Узбекистан и КР от 27.01.2023г.
7. Проект Концепции развития ТЭК до 2030 года ГКПЭН при ПКР за 2016 г., 2017 г., 2020.
8. Проект Программы «Внедрение политики энергосбережения и энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2023-2027 годы»
9. Прогноз социально-экономического развития КР на 2023–2027 годы (Постановление Кабинета Министров КР от 06.09.22г. № 484)
10. Анализ затрат и выгод транспортного сектора Кыргызстана по постепенному переходу к транспорту на электрическом приводе и постепенного масштабирования установки энергоэффективных печей в Кыргызской Республике, Финальный отчет, ПРООН, 2022.
11. Статистический ежегодник Кыргызской Республики 2017-2021, 2022 г.
12. Концепция реструктуризации системы управления энергетической отраслью КР, утвержденного распоряжением Кабинета Министров КР от 8 февраля 2022 года № 51-р.
13. Архангельская, А.В. Анализ индикаторов энергопользования и барьеры на этапе становления Кыргызской Республики на энергоэффективный путь развития [Текст]/ А.В. Архангельская // Вестн. Кырг. экон. ун-та им. М.Р. Рыскулбекова. – 2012. – № 1 (20). – С. 11-14.
14. Архангельская, А.В. Анализ экономических мер политик в области энергоэффективности (на примере стран СНГ) [Текст] /А.В. Архангельская // Высш. шк. Казахстана. – 2013. – № 4. – С. 10-15.
15. Башмаков, И.А. Энергетические балансы энергии РФ и субъектов РФ как основа разработки федерации и мониторинга программ повышения энергоэффективности/ И.А. Башмаков// Энергосовет. – 2012. –№4 (23). –С. 21–29.
16. Большаков М.Н., Шпак В.Г. Водноэнергетические ресурсы Киргизской ССР. Фрунзе, Изд-во Академии наук Киргизской ССР, 1960 .

17. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ: АДАПТАЦИЯ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА В РОССИИ. Стратегические решения и риск-менеджмент. 2013;(1):84-89. <https://doi.org/10.17747/2078-8886-2013-1-84-89>
18. Гительман, Л.Д. Эффективная энергокомпания [Текст] / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – М.: Олимп-Бизнес, 2002. – 544с.
19. Касымова В.М. Термечиков А.Д., Богомбаев С.С. и др. – Топливо-энергетический баланс Киргизской ССР. Ф.: КиргизИНТИ, 1985 г. – 60 с.
20. Касымова В.М. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС Киргизской ССР. Отв. редактор Шелест В.А. Ф.: Кыргызстан, 1990. – 128 с.
21. Касымова В.М., Архангельская А.В. и др. Научные основы энергетической политики и стратегии развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики на период до 2030 года. КГТУ, Бишкек: Барак-элде. 2017 г. – 203с.
22. Касымова В.М. Вода, энергия, экология [Текст] / В.М. Касымова. – Бишкек: GEF/МФСА, 2001. – 215с.
23. Касымова, В.М. Основы антикризисного управления в энергетике Кыргызской Республики [Текст] / В.М. Касымова. – Бишкек: Инсанат, 2009. – 339с.
24. Касымова, В.М. Энергоэффективность и устойчивое развитие Кыргызской Республики [Текст] / В.М. Касымова. – Бишкек: Изд-во КРСУ, 2005. – 268 с.
25. Касымова В.М. Энергетическая политика, энергетическая безопасность и энергоэффективность Кыргызской Республики, КГТУ, Бишкек, Барак элде. 2014 г. – 408с.
26. Кыргызстан цифраларда=Кыргызстан в цифрах [Текст]: стат. сб. / Нац. стат. комитет Кырг. Респ. – Бишкек: Б.и., 2013. – 360 с.
27. Малые ГЭС в Кыргызской Республике: Оценка потенциала и сложностей развития, Всемирный банк, Глобальная практика в области энергетики и добывающих отраслей. Итоговый отчет Июнь 2017 г. Отчет ВБ по МГЭС, 2017
28. Методика расчета ТЭБ, утвержденная 30 декабря 2014г. Постановлением Национального статистического комитета Кыргызской Республики №26.
29. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР. – М.: Экономика, 1980. – 776 с.

30. План мероприятий по реализации Указа Президента Кыргызской Республики «О мерах по обеспечению экологической безопасности и климатической устойчивости Кыргызской Республики» от 19 марта 2021 года № 77.
31. Прогноз социально-экономического развития Кыргызской Республики на 2023-2027 годы, утвержденный постановлением Кабинета Министров КР от 6 сентября 2022 г. № 484.
32. Савенко Ю.Н., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) под общ.ред. А.М. Некрасова, М., «Энергия», 1971.
33. Серия: Проблемы развития энергетики России. А. А. Макаров, В. Ф. Веселов, Е. А. Волкова, А. С. Макарова. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. – М.: ИНЭИ РАН, 2007.
34. Тарасова, Н. П. Индексы и индикаторы устойчивого развития [Текст] / Н.П. Тарасова, Е.Б. Кручина // Материалы междунар. конф.: «Устойчивое развитие: природа - общество - человек». – М., 2006. – Т. 1. – С. 127-144.
35. Топливо-энергетический баланс за ряд лет [Текст] / Нац. стат. комитет Кырг. Респ. – Бишкек: Б.и., 2013. –60 с.
36. Энергоэффективность как основа устойчивого развития мира [Текст] / Г. Асланян, Д. Вольфберг, Б. Лапонш и др. – М.: Папирус Про, 2000. – 290с.
37. Дорожная карта реализации мер для повышения энергоэффективности в общественных зданиях кыргызской республики, ESMAP, Международный банк реконструкции и развития / Группа Всемирного Банка, апрель 2019 года
38. Савенко Ю.Н. Штейнгауз У.О. Энергетический баланс . под редакцией А.М. Некрасова Издхво Москва 1971.г
39. Управление спросом. Уникальная инновация для российской электроэнергетики (2013)
40. Основы управления производственными активами энергокомпаний (2012)
41. “2006 Long-Term Reliability Assessment (The Reliability of the Bulk Power Systems In North America)”, North
42. “Annual Energy Transition Outlook 2022”, Report #DOE/EIA-0308(2007), Energy Information Administration. Washington, 2022.
43. “European energy and transport trends to 2030”, Directorate-General for Energy and Transport, European Commission, Luxembourg, 2003.

44. "European Union Energy Outlook to 2020", Directorate-General for Energy, European Commission, Luxembourg, 1999
45. American Electric Reliability Council, 2007, см. на <http://www.nerc.org>
46. Менеджмент твоя работа. Действуй на опережение (2011)
47. Энергетический бизнес (3-е изд., 2006-2008)
48. Подготовка компетентных менеджеров (2008)
49. Региональная энергетика (2005)
50. В команде менеджеры и профессора (2004)
51. Учим менеджеров в партнерстве с бизнесом (2005)
52. Безрисковый энергоменеджмент (2004)
53. Амбициозные менеджеры (2004)
54. Эффективная энергокомпания (2003)
55. Теплофикация. Проблема при реформировании электроэнергетики и ЖКХ (2003)
56. Минимизация рисков корпоративных преобразований (2003)
57. Энергетические компании. Экономика, менеджмент, реформирование: в 2 т. (2001)
58. Преобразующий менеджмент (1999)
59. Реформы в электроэнергетике. Выбор реалистичной политики (1999)
60. Электрификация как приоритет промышленной политики (1998)
61. Экономический механизм региональной энергетической политики (1997)
62. Рынки электроэнергии (1997)
63. Управление спросом на энергию. Новый вид деятельности для российских энергокомпаний (1997)
64. Тарифы на электроэнергию. Принципы формирования на региональном уровне (1996)
65. Энергетическая политика региона (1993)
66. Управление электроэнергетикой региона в условиях рыночной экономики (1990)
67. Экономика, организация и планирование на АЭС (1986)
68. Кононов Ю.Д. Энергетика и экономика (проблемы перехода к новым источникам энергии). М.: Наука, 1981. – 188 с.
69. Бирман И.Я. Расчет оптимальной схемы перевозок взаимозаменяемости продуктов// Вестн. Статистики. – 1960. - № 6.
70. Чернавский В.И. Оптимизация топливно-энергетического баланса// План.хоз-во. – 1962. - № 2.
71. Кузнецов Ю.А., Мелентьев Л.А., Меренков А.П., Некрасов А.С. Определение оптимальной структуры перспективного энергетического

- баланса с использованием ЭВМ//Теплоэнергетика. 1962. - № 5. – С. 3-10.
72. Смертин А.А. Линейное программирование в расчетах топливного баланса.-М.: Экономиздат. 1963. – 123 с.
- 73.Фельд С.Д. Единый энергетический баланс народного хозяйства.-М.: Экономика. 1964.- 312 с.
74. Рубин М.А. Комплексное исследование основных направлений развития топливной и энергетической отраслей оптимизации ТЭБ// Электрические станции.-1967. - № 3. -С. 2-6
- 75.Методические положения оптимизации топливно-энергетического хозяйства с использованием математических моделей. М., 1967. – 40 с.
- 76.Волков Ю.И., Макаров В.Л. Динамическая модель для для расчета оптимального перспективного топливно-энергетического баланса СССР. – Новосибирск, 1962.
- 77.Макаров А.А., Ханаева В.Н. Комплекс математических моделей для оптимизации развития топливно-энергетического хозяйства// Методы мат.моделирования в энергетике. – Иркутск: Восточн.-Сиб. кн. изд-во, 1966. – С. 53-71.
- 78.Согласование и анализ решений оптимизационных задач/ Под ред. А.С.Некрасова. М.: Наука, 1976. -237 с.
79. Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса/ А.С.Некрасов, И.Н.Борисова, Ю.С.Кретирина и др.. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.
80. Методы и модели согласования иерархических решений/Под ред. А.А.Макарова.- Новосибирск: Наука. Сиб. Отделение, 1979.- 238 с.
- 81.Методические положения оптимизации развития долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса. – М.: Наука, 1975. –88 с.
- 82.Цвиркун А.Д., Акинфиев В.К., Соловьев М.М. Моделирование развития крупномасштабных систем (на примере топливно-энергетических отраслей и комплексов). М.: Экономика, 1983. – 176 с.
- 83.Иерархия моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений/А.А.Макаров, Ю.Д.Кононов, Л.Д.Криворучский и др. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984. – 198 с.
- 84.Вопросы автоматизации исследований развития энергетики/ Под ред. Л.Д.Криворучского. - Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1983. – 176 с.
85. Вопросы создания АСПР. – М.: ГВЦ Госплана СССР, 1976. – Вып.1.– 108с.
- 86.Мелентьев Л.А., Стырикович М.А., Штейнгауз Е.О. Топливо-энергетический баланс СССР, Госэнергоиздат, 1962.

- 87.Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О., Экономика энергетики СССР, 2-е изд. Госэнергоиздат, 1963 г.
- 88.Методика технико-экономических расчетов в энергетике. ГК СМ СССР по науке и технике. 1966
- 89.Новиков И.Т. Развитие энергетики и создание единой энергетической системы СССР. Экономиздат, 1962 г.
- 90.Основные вопросы планирования Единой энергетической системы СССР, под редакцией Г.М.Кржижановского и В.И.Вейца, АН СССР, из-во АН СССР, 1959.
- 91.Показатели экономического развития социалистических стран, под редакцией Т.В.Рябушкина, из-во «Мысль», 1966.
- 92.Фельд С.Д. Единый энергетический баланс народного хозяйства, из-во Экономика, 1964.
- 93.Штейнгауз Е.О., Основные показатели энергетических балансов капиталистических стран, Госэнергоиздат, 1957.
- 94.Шелест В.А. Экономика размещения электроэнергетики СССР, изд-во «Наука», 1965.
- 95.Мелентьев Л. Энергетический баланс. Генеральный доклад по секции В.
- 96.Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» от 30 июня 2022 года №49 (в редакции Закона КР от 9 августа 2023 года N 174)».
- 97.Ю.П.Беяков, К.Р.Рахимов. Малая гидроэнергетика Кыргызстана. Бишкек 2009. ИЦ “Текник”.
- 98.MRC Group. Workshop Kyrgyz: Optimize Integration of Variable Renewable Energy (VRE)
- 99.USAID Power Central Asia project. Grid integration of RE.
100. Ю.Д.Виницкий, В.А.Кузьмичев. Электромеханические системы для повышения устойчивости работы электрических сетей с возобновляемыми источниками энергии. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №1 (76), 2023.
101. Д.В.Дворкин, Д.А.Халезин. Средства и способы снижения влияния ВИЭ на снижение качества электроэнергии и надежности электроснабжения при переходе к зеленой энергетике. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №1 (76), 2023.
102. ГОСТ Р 58092.3.1-2020 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Проектирование и оценка рабочих параметров. Общие требования. Москва. Стандартинформ 2020.

103. Н.Айтжанов. Видение системного оператора ЕЭС Казахстана по развитию технологий хранения электроэнергии. QazaqGreen. № 8 (12) 2024. Information and analytical magazine. qazaqgreen.com
104. Е.В.Дидоренко, М.Ж.Кенжина. Оценка потребностей в ресурсах регулирования для интеграции генерации на ВИЭ. Энергетика №1 (84) март 2023. www.kazenergy.kz
105. М.В.Бурмейстер, И.И.Бердышев, Р.В.Булатов, Р.Р.Насыров. Системы виртуальной инерции: новый подход к интеграции ВИЭ в электроэнергетические системы. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №6 (81), 2023.
106. IRENA (2022), Grid codes for renewable powered systems, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-427-4
107. NERC.1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report Southern California 8/16/2016 Event. June 2017.
108. AEMO. Black system South Australia 28 September 2016 – Final Report. March 2017.
109. Ф.Ю.Опадчий. Об актуальных вопросах сотрудничества государств-участников СНГ в сфере возобновляемой энергетики с учетом вопросов энергетической безопасности. 2022 г.
110. В.В.Елистратов, И.Г.Кудряшова. Режимы работы установок и энергокомплексов на основе возобновляемых видов энергии. Санкт-Петербург, 2021. Политехпресс.
111. QazaqGreen. № 8 (12) 2024. Information and analytical magazine. qazaqgreen.com
112. Министерство энергетики Кыргызской Республики. Национальная энергетическая программа на период до 2035 года (проект). Бишкек. 2023 год.
113. Статистический ежегодник Кыргызской Республики. 2017-2021 г. Бишкек. 2022.
114. Постановление Кабинета Министров Кыргызской Республики от 29 июня 2023 года № 328Об утверждении Программы «Внедрение политики энергосбережения и энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2023-2027 годы
115. CESI. Компонент по разработке Генерального плана комплексного развития сектора энергетики Кыргызской Республики, в рамках реализации Проекта «Реабилитация Токтогульской ГЭС. Фаза 2» Итоговый отчет. 2022 г.

116. Central Asia Data Gathering and Analysis Team (CADGAT). Solar Power Potential of the Central Asian Countries. Central Asia Regional Data Review 18 (2019) 1–7.
117. IRENA (2022), Renewables Readiness Assessment. The Kyrgyz Republic. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.
118. Central Asia Data Gathering and Analysis Team (CADGAT). Wind Power Potential of the Central Asian Countries. Central Asia Regional Data Review 17 (2019) 1–7
119. IRENA (2023), Renewable capacity statistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
120. WWEA Half-year Report 2023. World Wind Energy Association 2023 – www.wwindea.org
121. Закон Кыргызской Республики «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике от 19 октября 2013 года № 195 (в редакции Законов Кыргызской Республики от [7 августа 2023 года № 165](#), [27 декабря 2023 года № 213](#)).
122. М.Лалджебаев, Р.Исаев, А.Саухимов. Возобновляемые источники энергии в Центральной Азии: потенциал, использование, перспективы и барьеры. Университет Центральной Азии. Высшая школа развития. Институт государственного управления и политики. Бишкек. 2022.
123. International Energy Agency. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. OECD/IEA, 2014 International Energy Agency 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France www.iea.org.
<https://www.iea.org/termsandconditionsuseandcopyright/>
124. International Energy Agency. Next Generation Wind and Solar Power. From cost to value. 2016. www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm
125. International Energy Agency. Getting Wind and Sun on to the Grid. A Manual for Policy Makers. 2017. www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm
126. Системный оператор Единой энергетической системы. Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем 05.02.2016 – 11.02.2016.
127. OSMOSE. Demonstrating BESS & inverters' flexibility. Demonstrating RES, industrial loads and grid flexibility. Final conference 24th March 2022.
128. Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых

- источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации). Электроэнергетический Совет СНГ, декабрь 2023 года.
129. Ю.Н.Кучеров, П.К.Березовский, П.В.Илюшин, Ф.В.Веселов. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации, включая ВИЭ, в энергосистему. Совместное заседание секций технического регулирования в электроэнергетике и секции тепловых электростанций Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», подкомитета ПК-5/ТК016 «Электроэнергетика» г. Москва, 8 июля 2015 г.
 130. How Rooftop Solar Can Stabilize the Grid. [IEEE Spectrum](#) Peter Fairley. 21 January 2015.
 131. Review of International Grid Codes. Energy Analysis and Environmental Impacts Division Lawrence Berkeley National Laboratory. February 2018.
 132. ENERGY STORAGE SYSTEM SAFETY Development and Adoption of Codes and Standards.
 133. Department of ElectricPower Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY Göteborg, Sweden 2006.
 134. Системный оператор Единой энергетической системы. Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем 23.02.2018 – 01.03.2018.
 135. Ж.Т.Тулєбердиев, К.Р.Рахимов, Ю.П.Беляков. Развитие энергетики Кыргызстана. Бишкек 1997. Издательство “Шам”.
 136. События, оказавшие существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем в первом квартале 2016 года. Журнал “Электроэнергия. Передача и распределение”. №2 (35), 2016.
 137. Джессика Кац, Жаклин Кохран. Национальная Лаборатория Возобновляемых Источников Энергии, США. Программа Greeningthe Grid. Интеграция возобновляемых источников энергии в электрическую сеть. Ключевые вопросы. Май 2018.
 138. Проект планирования системы электропередачи в регионе Черного моря: Краткий отчёт по возобновляемым источникам энергии Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря III Фаза Балканская и региональная программа партнёрства по энергетическим рынкам Соглашение о сотрудничестве ЕЕЕ-А-00-02-00054-00. USEA, 2012 г.

139. The CIS Electric Power Council. Jubilee edition of the consolidated report on key questions of ecology, energy efficiency and renewable energy in electric power industry of the CIS member states 2020.
140. OSMOSE. Executive summary. www.osmose-h2020.eu
141. OSMOSE. Final report.
142. Energy Sector Management Assistance Program. 2023. Unlocking the Energy Transition: Guidelines for Planning Solar-Plus-Storage Projects. ESMAP Paper. Washington, DC: World Bank. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO.
143. Ш.В.Хамидов, Х.А.Шамсиев Вопросы интеграции ВИЭ в ОЭС ЦА и рекомендации КДЦ «Энергия». "ЕС-Центральная Азия". «Содействие переходу к устойчивой энергетике и чистой энергии в Центральной Азии» Региональные аспекты содействия повышению энергоэффективности и использованию возобновляемых источников энергии. Бишкек. 2021.
144. Н. Абдырасулова, Ч. Сапарова, Б. Аскарбеков, О. Гудкова, А. Канатбеков. Анализ и оценка технологий использования возобновляемых источников энергии в Кыргызстане и их вклад в смягчение последствий изменения климата. Бишкек, 2022.
145. SCALING UP TO PHASE DOWN: Financing Energy Transitions in the Power Sector The World Bank April 2023.
146. Василев Стефан. Экономика вторичных возобновляемых источников энергии (ВВИЭ) в ЕС (на примере Республики Болгария). Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Москва. 2021.
147. International Energy Agency. World Energy Outlook.
148. Ю.Г.Крамской. Интеграция возобновляемых источников электроэнергии в электрические сети с применением силовой электроники. Энергия единой сети. №1 (30). 2017.
149. Central Asia Clean Energy Forum. Energy Transition and Innovation. September 13-15, 2022. Almaty, Kazakhstan.
150. Повышение надежности энергосистемы Кыргызстана: Дорожная карта. International Energy Agency. 2022.
151. В.Сидорович. Интеграция ВИЭ в энергосистему: практика, мифы и легенды. 2017 г.
152. АСУ ТП для систем накопления электроэнергии – ключевой элемент энергетической инфраструктуры. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №4 (79), 2023.

153. IRENA (2023), Renewable capacity statistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
154. World Bank (2023). “Scaling Up to Phase Down: Financing Energy Transitions in the Power Sector”. Washington, DC: World Bank.
155. Governed by tensions: The introduction of renewable energies and their integration in the Bulgarian energy system (2006–2016). Martin J. Ivanov. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2018.10.002>
156. MIGRATE – Massive InteGRATion of power Electronic devices
157. Р.В.Булатов, Р.Р.Насыров, М.В.Бурмейстер. Методика выбора параметров аккумуляторных систем накопления электрической энергии для эффективной интеграции электростанций на базе возобновляемых источников энергии в энергосистемы. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №5 (80), 2023.
158. А.Н.Тимофеева, А.А.Самойлова, А.А.Антонов, И.А. Пуршев. Использование систем накопления энергии на ВЭС, работающих в составе ЕЭС России. Журнал “Электро энергия. Передача и распределение”. №5 (80), 2023.
159. ГОСТ Р 58092.1-2018 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения. Москва. Стандартинформ 2018.
160. ГОСТ Р 58092.5.1-2018 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования. Москва. Стандартинформ 2018.
161. ГОСТ Р 58092.2.1-2020 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Параметры установок и методы испытаний. Общее описание. Москва. Стандартинформ 2020.
162. SANDIA REPORT SAN D2020-0266 Unlimited Release Printed January 2020. Momentary Cessation: Improving Dynamic Performance and Modeling of Utility-Scale Inverter Based Resources During Grid Disturbances. Ross Guttromson Sandia National Laboratories. Michael Behnke Cinch, Inc. Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550
163. PROCESS FOR DEVELOPING NETWORK CODES AND AMENDMENTS TO NETWORK CODES AND GUIDELINES 27 September 2023. ENTSO-E AISBL | Rue de Spa, 8 | 1000 Brussels | info@entsoe.eu | www.entsoe.eu | @entso_e
164. IRENA (2017), Boosting Solar PV Markets: The Role of Quality Infrastructure, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.E.
165. Behind-the-Meter Solar+Storage: Market data and trends. Galen Barbose, Salma Elmallah, and Will Gorman July 2021.

166. Narang, David, Michael Ingram, Andy Hoke, Akanksha Bhat, and Shazreen Meor Danial. 2020. Clause-by-Clause Summary of Requirements in IEEE Standard 1547-2018. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-75184. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75184.pdf>.
167. Научные основы разработки энергетической программы и рациональной структуры топливно-энергетического баланса Кыргызской Республики на перспективу. Под общей редакцией В.М.Касымовой. Турар. Бишкек 2023 г.
168. European Bank for Reconstruction and Development. Transition Report 2023-24. Transition big and small. www.ebrd.com
169. Приказы Национального энергохолдинга КР:
170. №30-П от 19 апреля 2021 года «О цифровизации и автоматизации учета электрической энергии»,
171. №85-П от 13 августа 2021 года «О цифровизации и автоматизации учета электрической энергии»;
172. № 53-П от 22 июня 2022 года «Об автоматизированном процессе формирования баланса электрической энергии по энергокомпаниям и в целом по Кыргызской Республике с использованием единого источника данных»
173. Стратегия развития открытого акционерного общества "НЭС Кыргызстана" до 2023г., Бишкек, 2017г.
174. Стратегия развития ОАО "НЭС Кыргызстана" до 2028 года разработана в соответствии приказом ОАО "НЭХК" от 11.11.2022г. №108-П. В настоящей Стратегия развития изложены задачи ОАО "НЭС Кыргызстана", нацеленные на обеспечение надежности и доступности электроснабжения потребителей республики. Стратегия развития обеспечивает рамочную основу для разработки соответствующих программ, планов и мероприятий на 2023-2028 годы.
175. Анализ и оценка технологий использования возобновляемых источников энергии в Кыргызстане и их вклад в смягчение последствий изменения климата. Аналитический документ, подготовленный в рамках проекта «Приверженность защите климата в Кыргызстане и регионе Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии», реализуемого ОО «MoveGreen (МувГрин)» при поддержке международного агентства «Хлеб для мира». Бишкек. Июнь, 2022г.
176. Программа развития «зеленой» экономики в Кыргызской Республике на 2019-2023 годы.

177. Проект развития возобновляемой энергетики Кыргызстана (Фаза 1). План взаимодействия с заинтересованными сторонами. г. Бишкек Январь 2023г.
178. Кыргызский энергетический расчетный центр (КЭРЦ). Концепция создания и развития
179. Устав открытого акционерного общества «Кыргызский энергетический расчётный центр», 12.04.2023г.
180. ИТОГОВЫЙ ОТЧЕТ: Генеральный план комплексного развития энергетического сектора Кыргызской Республики. Министерство энергетики Кыргызской Республики (МЭ КР). 14.03.2022. Контракт № QCBS/SCIESU/MasterPlan-2018. Азиатский банк развития (Grant No. G0419-KGZ). <https://minenergo.gov.kg/ru>
181. Проект модернизации и устойчивости электроэнергетического сектора. Рамочный документ управления экологическими и социальными мерами (РДУЭСМ). Министерство энергетики КР. Февраль, 2023г. <https://nehk.energo.kg/uploads/download>
182. Куржумбаева Р.Б., Проблемы повышения качества электроэнергии (статья, доклад) КНТЦ «Энергия» Труды Международной научно-практической конференции «Энергетика: состояние, проблемы и перспективы». Бишкек 2014 – С. 131-135
183. Куржумбаева Р.Б., Асан уулу Асхат Исследование проблем метрологического обеспечения в электроэнергетике (статья) Материалы 56-й МНТК молодых ученых, аспирантов и студентов КГТУ им. И.Раззакова 2014 г. – С.
184. Куржумбаева Р.Б., Жумакайырова А. Исследование устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения (статья). Наука и инновационные технологии. Научный и информационный журнал МУИТ – Бишкек, 2016. - № 1, - С. 86-89
185. Куржумбаева Р.Б., Касымова В.М., Абдиева З.Э., Сариев Б.И., Касмамбетов Х.Т. Перспективы энергетической стратегии КР и роль подготовки кадров для успешной ее реализации Международный научно-исследовательский журнал Екатеринбург; 2017. - № 7-3(61), - С. 41-44 **IF 0,145**
186. Куржумбаева Р.Б., Абдиева З.Э. Решение проблем по подготовке кадров для энергетики Известия КГТУ. - Бишкек, 2017. - № 41. - С. 92-95
187. Куржумбаева Р.Б., Абдиева З.Э., Сариев Б.И., Касмамбетов Х.Т. Влияние несимметрии напряжения на потери электроэнергии в

- системах электроснабжения (статья) Научно-технический журнал «Автоматика и программная инженерия» Новосибирский институт программных систем; 2017. - №2 (20) С.46- 51 **IF 0,235**
188. Куржумбаева Р.Б., Касымова В.М., Архангельская А.В. Анализ и прогноз обеспечения надежности Кыргызской энергосистемы в проекте “Концепции развития энергетики на долгосрочную перспективу” (статья) Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева 89-е заседание семинара на тему «Исследование и обеспечение надежности систем энергетики» 2017 г. С. 431-440
189. Куржумбаева Р.Б., Касымова В.М., Архангельская А.В. Analysis and forecast of ensuring the reliability of the Kyrgyz energy system in the draft of «Concept for the development of energy in the long-term perspective», Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES 2017); E3C Web of Conferences 25, 03007
190. Куржумбаева Р.Б., Сабырбек у. Д., Мажиков К. Анализ баланса электроэнергии в распределительных компаниях КР. Известия КГТУ; им. И.Раззакова № 4(44) Бишкек 2017. С.179-184
191. Куржумбаева Р.Б., Абдиева З.Э., Сариев Б.И., Касмамбетов Х.Т. Экспериментальное исследование несимметрии трехфазной системы напряжений. Научно-технический вестник Брянского государственного университета, 2018, №2. С. 218-225
192. Куржумбаева Р.Б., Абдиева З.Э., Касмамбетов Х.Т. Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях. Кыргызпатент, Решение регистрации объекта авторского права № 3446 от 25.05.2018 г. (научная статья)
193. Куржумбаева Р.Б., Касымова В.М., Архангельская А.В., Омурзакова Ж.Т. Оценка использования топливно-энергетических ресурсов и пути оптимизации топливно-энергетического баланса КР Современные концепции научных исследований, Международная научная конференция, Москва. Евразийское Научное Объединение» № 2 (48) Февраль, 2019. Часть 3. С. 163-167
194. Куржумбаева Р.Б., Шаназаров М.Э. Исследование зависимости потерь электроэнергии от загрузки электрооборудования Известия КГТУ им. И.Раззакова Выпуск 1 (49) Бишкек 2019 С. 160-165
195. Куржумбаева Р.Б., Архангельская А.В., Роль концепции Smart Grid в развитии энергетического бизнеса в Кыргызской Республике в условиях цифровизации экономики. Международная научно-практич.

конференция: Актуальные проблемы науки и практики Гатчинские чтения – 2019 г. ГИЭФПТ

196. Куржумбаева Р.Б., Касимова В.М., Архангельская А.В., Использование математических методов прогнозирования спроса на энергоносители и оптимизация энергобаланса Кыргызской энергосистемы РЕФОРМА Издательство: Кыргызско-Турецкий университет "Манас" (Бишкек) ISSN: 1694-5158 Номер: 3 (83) Год: 2019 С. 21-28 **IF 0,089**
197. Куржумбаева Р.Б., Жеенбаева А.Т., Цой А.А. Исследование проблем и разработка мер по повышению качества электроэнергии Научный журнал Интернаука № 22 (104) Июнь 2019 г. Часть 1 Москва ISSN 2542-0348 С. 83-85
198. Куржумбаева Р.Б., Бекчоро у. Манас Анализ потерь электроэнергии в распределительных энергокомпаниях Кыргызской Республики. Журнал Вестник КЭУ им. М.Р.Рыскулбекова, 2019 № 1(46) С.160-165.
199. Куржумбаева Р.Б., Акматбек уулу Эсенбек. Внедрение энергосберегающих мероприятий для повышения энергоэффективности предприятий. Материалы № 61 МНТСК КГТУ им. И.Раззакова, «Научно-инновационные технологии: идеи, исследования и разработки»/2019 С 476-481
200. Куржумбаева Р.Б., Аскарбеков Э. магистрант гр ЭЭм-5-18 Преимущества применения дифференцированных тарифов, КГТУ им. И.Раззакова, Материалы № 62 МНТСК «Наука, техника и инженерное образование в цифровую эпоху: идеи и решения»/2020 С 577-585. Диплом 3 степени
201. Куржумбаева Р.Б., Усонова А. Внедрение системы автоматизации потребителей электроэнергии, КГТУ им. И.Раззакова, Материалы № 62 МНТСК «Наука, техника и инженерное образование в цифровую эпоху: идеи и решения»/2020 С 585-591.
202. Куржумбаева Р.Б., Сулайманова Ж. Повышение энергоэффективности зданий и сооружений в КР. Известия КГТУ им. И.Раззакова Теоретический и прикладной научно-технический журнал 2021 № 1 (57) С. 34-41.
203. Куржумбаева Р.Б., Камбаров М.И. Проблемы и перспективы развития ВИЭ в КР. Материалы 64 МТСК «Молодежь в решении актуальных проблем науки, техники и образовании» 2022 С.454-462
204. Куржумбаева Р.Б., Суеркулов М.А., Бийгазиева К.Ж., Саяков А.И. Управление электропотреблением для оптимизации параметров систем

- электроснабжения. Научный и информационный журнал Наука и инновационные технологии 4/2022(25)
205. Куржумбаева Р.Б., Абдрахманова Г.Дж., Кенемтеев Э.К. Исследование влияния качества электроэнергии на работу электрооборудования. Сборник научных трудов магистрантов и студентов КГТУ им. И.Раззакова Том 4, Бишкек 2023, С. 229-234
206. Куржумбаева Р.Б., Абдрахманова Г.Дж., Асанкадыров А.В. Воздействие изменения климата на энергетику КР. Сборник научных трудов магистрантов и студентов КГТУ им. И.Раззакова Том 4, Бишкек 2023 С. 224-229 Диплом 2 степени
207. Куржумбаева Р.Б., Касымова В.М., Архангельская А.В. Методологические подходы и опыт разработки долгосрочной энергетической стратегии для Кыргызской Республики. Известия КГТУ им. И.Раззакова Теоретический и прикладной научно-технический журнал 2024 № 1 (57) С. 34-41.
208. Куржумбаева Р.Б., Ташиев Н. Диагностика технологического состояния кабельных линий. Научные труды магистрантов студентов КГТУ им.И.Раззакова, 2024 г. Том 9.
209. Свидетельство № 504 от 4.05.2018 г. Управление переключениями нагрузок с исследованием режимов несимметрии в электрических сетях (программа для ЭВМ)
210. Свидетельство Кыргызпатента № 3351 от 04.06.2018 г. Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Акты внедрения

 **УТВЕРЖДАЮ**
Министр энергетики
Кыргызской Республики
 **Ибраев Т.О.**
« 17 » 02 2024 г.

АКТ

о реализации научных результатов, полученных в диссертации
Куржумбаевой Розы Бейшенбековны на соискание ученой степени
доктора экономических наук на тему «Оптимизация энергобаланса как
основа устойчивого развития Кыргызской Республики»

Министерство энергетики Кыргызской Республики свидетельствуют о том, что при разработке проекта Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на период до 2035 года по приоритетам Устойчивое развитие ТЭК и ВИЭ, техническое перевооружение, диверсификация баланса энергии и топлива, а также по приоритету Совершенствование институциональных реформ, обеспечение инновационного развития энергетики на базе цифровых технологий, научно-технических достижений, усиления кадрового потенциала были реализованы результаты, полученные в докторской диссертации Куржумбаевой Розы Бейшенбековны

Оптимизация спроса на энергоносители: Разработаны ключевые направления для удовлетворения потребности в энергоносителях с использованием эконометрических моделей, что позволило оптимизировать топливно-энергетический баланс с учетом анализа и прогноза потребностей страны и ее регионов.

Оценка объемов использования ресурсов: Проведена оценка необходимых объемов топливно-энергетических ресурсов для обеспечения потребностей реального сектора экономики и населения, что идентифицировало критические аспекты в управлении энергетическими ресурсами.

Индикаторы энергетической безопасности: Внедрены ключевые индикаторы, позволяющие оценить текущее состояние энергетической безопасности, включая показатели гарантированной базовой мощности в энергосистеме.

Реализация материалов диссертации Куржумбаевой Р.Б. позволила:

- дать оценку обеспечения надежности энерго- и топливоснабжения населения и сфер экономики в перспективе по регионам, требующих учета всех возможностей по рациональному использованию ТЭР и диверсификации

источников энергии на местах за счет дополнительных мер по газификации и использованию ВИЭ;

- выполнить прогноз потребности в ТЭР до 2035 года, в том числе по видам в отраслевом и региональном разрезе с учетом темпов роста валовой продукции отраслей реального сектора и темпов роста цен и тарифов на электроэнергию;

- дать прогноз по достижению опережения темпов роста производства над темпами потребления и превысить пороговое значение энергетической безопасности по резерву мощности в энергосистеме и обеспечить также резерв маневренной мощности в ОЭС ЦА или ЕАЭС.

**Начальник управления
электроэнергетики
Министерства энергетики КР**



Женишбеков О.Ж.

УТВЕРЖДАЮ

Директор научно-исследовательского
института энергетики и экономики при
Министерстве энергетики КР
д.э.н. проф. Баетов Б.И.

« 25 » 2023 года

АКТ

о реализации научных результатов, полученных в диссертации Куржумбаевой Розы Бейшенбековны на соискание ученой степени доктора экономических наук по специальности 08.00.05. – Экономика и управление народным хозяйством на тему: «Оптимизация энергобаланса как основа устойчивого развития Кыргызской Республики»

Комиссия в составе:

Председатель Галбаев Ж.Т. – д.т.н., профессор, директор Энергетического института КГТУ им. И.Раззакова

Члены комиссии:

Архангельская А.В. – к.э.н., в.н.с. НИИЭС при КГТУ им. И.Раззакова, Жабудаев Т.Ж. – к.т.н., в.н.с., зав.кафедрой ВИЭ, свидетельствует о том, что:

- при разработке проекта Национальной энергетической программы КР на период до 2035 г по приоритетам Устойчивое развитие ТЭК и ВИЭ, техническое перевооружение, диверсификация баланса энергии и топлива, а также по приоритету Совершенствование институциональных реформ, обеспечение инновационного развития энергетики на базе цифровых технологий, научно-технических достижений, усиления кадрового потенциала были реализованы следующие научные результаты, полученные в докторской диссертации Куржумбаевой Розы Бейшенбековны:

- разработаны основные направления удовлетворения спроса на энергоносители на основании эконометрических моделей, с учетом анализа и прогноза энергетического баланса страны и регионов;
- представлена оценка необходимых объемов использования топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения потребности в них реального сектора экономики, населения страны и регионов;
- внедрены ключевые индикаторы для оценки состояния энергетической безопасности, дающие возможность создания гарантированной базовой мощности в энергосистеме.

Реализация материалов диссертации Куржумбаевой Р.Б. позволила:

- дать оценку обеспечения надежности энерго- и топливоснабжения населения и сфер экономики в перспективе по регионам, требующих учета всех возможностей

по рациональному использованию ТЭР и диверсификации источников энергии на местах за счет дополнительных мер по газификации и использованию ВИЭ;

- дать прогноз по достижению опережения темпов роста производства над темпами роста потребления и превысить пороговое значение энергетической безопасности по резерву мощности в энергосистеме и обеспечить также резерв маневренной мощности в ОЭС ЦА или ЕАЭС.

Материалы диссертации использованы при разработке проекта Национальной энергетической программы КР на период до 2035 г.

При эффективной реализации задач и мероприятий, предусмотренных НЭП-2035, ожидается:

- развитие энергетической инфраструктуры, предоставляющей гарантированное обеспечение электроэнергией с учетом роста потребления (в том числе повышения уровня индустриализации с совмещением территориально-отраслевых критериев развития промышленности) с ростом производства электроэнергии до 28 млрд. кВт.ч;
- решение социальных проблем по повышению надежности электроснабжения домохозяйств в отдаленных районах путем строительства новых участков ЛЭП и подстанций, а также ввода источников автономного энергоснабжения за счет использования потенциала ВИЭ;
- обеспечение потребности в ТЭР для развития строительства новых объектов и расширения курортных зон, культурных и спортивно-оздоровительных комплексов, соответствующих международным стандартам для полноценного развития всех форм туризма;
- рост доли ВИЭ с 1,1% до 10% путем ввода в работу малых ГЭС, СЭС и ВЭС;
- развитие электрификации транспорта, перевод котельных с твердого топлива на газ и электроэнергию за счет ВИЭ с исполнением нормативов Парижского соглашения по не превышению показателя выбросов ПГ на душу населения в объеме 1,58 т CO₂/чел. и снижением энергоемкости ВВП на 21,5% к 2035 г.;
- осуществление эффективной кадровой политики, создание системы подготовки и переподготовки высококвалифицированного персонала.

Председатель комиссии

Галбаев Ж.Т.

Члены комиссии:

Архангельская А.В.

Жабудаев Т.Ж.





УТВЕРЖДАЮ

Ректор КГТУ им. И.Раззакова

К.Ф.м.н., М.К.Чыныбаев

2025 г.

АКТ

о реализации научных результатов, полученных в диссертации
Куржумбаевой Розы Бейшенбековны на соискание ученой степени
доктора экономических наук на тему «Оптимизация энергобаланса как
основа устойчивого развития Кыргызской Республики»

1. Авторы (соавторы) внедрения (ФИО полностью).
*Куржумбаева Роза Бейшенбековна, Абдиева Зарина Эдильбековна,
Касманбетов Хусеин Талантбекович.*

2. Наименование результатов научной деятельности.
Разработана экспериментальная установка для исследования показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети (кафедра «Электроснабжение» Кыргызский государственный технический университет им. И.Раззакова, 5 корпус ауд. 211) на основе которой получены:
Свидетельство Кыргызпатента № 3351 от 4 июня 2018 г. «Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях»;
Свидетельство Кыргызпатента № 504 от 17 мая 2018 г на программу для ЭВМ «Управление переключениями нагрузок с исследованием режимов несимметрии в электрических сетях».

3. Краткая аннотация: Предложен новый способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях с помощью разработанной экспериментальной установки, основным элементом которой являются термостаты. В термостатах расположены физические модели элементов трехфазной электрической сети.

Разработана программа для ЭВМ для экспериментальной установки по исследованию влияния показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети и алгоритм переключений нагрузок с обработкой данных и выводом информации через Com-port. Программа позволяет задать алгоритм переключения нагрузок с фиксированным интервалом времени и мгновенной обработкой данных с электронных термодатчиков для исследования несимметрии в электрических сетях, с возможностью выбора режимов

(симметричный режим, несимметричный режим, при нагрузке по двум фазам; несимметричный режим, при нагрузке одной фазы (крайний режим несимметрии) электрических сетей.

4. Эффект от внедрения. Результаты исследования используются в образовательном процессе при подготовке магистрантов по направлению 640200 «Электроэнергетика и электротехника» по программе «Электроснабжение» при изучении дисциплины «Управление качеством электроэнергии», для формирования знаний в области качества электроэнергии, его влияния на потери электроэнергии и характеристики электрооборудования, а также приобретения необходимых знаний и практических навыков проведения расчетов показателей качества электроэнергии.
5. Место и время внедрения. Кафедра «Электроснабжение» Кыргызский государственный технический университет им. И.Раззакова, проспект Ч.Айтматова, 66. 26.01.2018 г.
6. Форма внедрения. Экспериментальная установка для исследования влияния показателей качества электроэнергии на элементы электрической сети (5/211).

Председатель комиссии

Арзыбаев Алмазбек Момунович
Проректор по научной работе
к.т.н., доцент


(подпись)

Члены комиссии:

Акпаралиев Руслан Абдысаматович
Директор энергетического института
к.т.н., доцент


(подпись)

Асиев Абай Турусбекович
Заведующий кафедрой ЭС
к.т.н., доцент


(подпись)

29.04.2025



КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА



КЫРГЫЗПАТЕНТ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 504

Название программы для ЭВМ:

*Управление переключениями нагрузок с исследованием режимов
несимметрии в электрических сетях*

Автор (ы), гражданство:

*Куржумбаева Роза Бейшенбековна, Абдиева Зарина Эдилбековна,
Кыргызская Республика*

Правообладатель (и), страна:

*Куржумбаева Роза Бейшенбековна, Абдиева Зарина Эдилбековна,
Кыргызская Республика*

Дата первого опубликования программы: *04 мая 2018 года,
Кыргызская Республика*

Заявка № *20180020.6*

Зарегистрировано в Государственном реестре программ для ЭВМ
Кыргызской Республики: *17 мая 2018 года*

001444

КЫРГЫЗ РЕСПУБЛИКАСЫ



КЫРГЫЗПАТЕНТ

КУБӨЛҮК

№ 3351

Аталышы: *“Способ измерения потерь электроэнергии
в электрических сетях”
(Изобретение)*

Автору (авторлору): *Куржумбаева Роза Бейшенбековна,
Абдиева Зарина Эдилбековна,
Касмамбетов Хусейн Талантбекович*

Укук ээси, өлкөсү: *Куржумбаева Роза Бейшенбековна,
Абдиева Зарина Эдилбековна,
Касмамбетов Хусейн Талантбекович,
Кыргыз Республикасы*

Алгачкы жарык көргөн күнү, орду: *26.01.2018-ж., Кыргыз Республикасы*

Кыргыз Республикасынын Автордук укук объектилеринин мамлекеттик
реестрине катталган: *2018-жылдын 04-июнунда*



Торлага

Д. Молдошева Д. Молдошева

КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА



КЫРГЫЗПАТЕНТ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 3351

Название: *“Способ измерения потерь электроэнергии
в электрических сетях”
(Научная статья)*

Автор (ы): *Куржумбаева Роза Бейшенбековна,
Абдиева Зарина Эдилбековна,
Касмамбетов Хусейн Талантбекович*

Обладатель прав, страна: *Куржумбаева Роза Бейшенбековна,
Абдиева Зарина Эдилбековна,
Касмамбетов Хусейн Талантбекович,
Кыргызская Республика*

Дата и место
первого обнародования: *26.01.2018 г., Кыргызская Республика*

Зарегистрировано в Государственном реестре Кыргызской Республики
объектов авторских прав: *04 июня 2018 года*

001493

авт.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЛУЖБА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ И
ИННОВАЦИЙ ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ (КЫРГЫЗПАТЕНТ)

КЫРГЫЗПАТЕНТ
СЕКТОР ОБЪЕКТОВ АВТОРСКОГО ПРАВА

720021, г. Бишкек, ул. Московская, 62



Сектор объектов авторского права: 996 (0312) 68-00-86
общий отдел: 996 (0312) 68-16-98
факс: 996 (0312) 68-17-03

Наш № 3446 от 25.05.2018 г.

Адрес: г. Бишкек, 5 мкрн, дом 4/1, кв. 19
Куржумбаева Роза Бейшенбековна
0554 973 097, 0555 843 888

РЕШЕНИЕ
о регистрации объекта авторского права

Входящий № заявки:	20180110.10
Дата подачи заявки:	25 мая 2018 года
Авторы:	Куржумбаева Роза Бейшенбековна Абдиева Зарина Эдилбековна Касмамбетов Хусейн Талантбекович
Обладатели имущественных прав:	Куржумбаева Роза Бейшенбековна Абдиева Зарина Эдилбековна Касмамбетов Хусейн Талантбекович
Страна:	Кыргызская Республика
Название произведения:	«Способ измерения потерь электроэнергии в электрических сетях» (Научная статья)
Дата и место первого обнародования:	26.01.2018г., Кыргызская Республика
Идентификатор объекта:	C 01

В результате рассмотрения заявки установлено, что объект, представленный на регистрацию, относится к объектам авторского права и вынесено решение о регистрации данного объекта.

Начальник управления
авторского и смежных прав

Б. Турсуналиева

Зав. сектором объектов
авторского права

Дж. Садыкова