

**НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК ТАДЖИКИСТАНА**  
**ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ИМЕНИ**  
**С.У. УМАРОВА**

УДК 621.311

На правах рукописи



**ГАНИЕВ ЗОКИРДЖОН СУЛТОНОВИЧ**

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ**  
**ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА НА БАЗЕ**  
**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В**  
**УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГОРЬЯ**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности

05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»

Научный руководитель:

Кабутов Курбонджон

к.т.н.

Научный консультант:

Ахророва Алфия Дадахоновна

д.э.н. профессор

Душанбе – 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	7
ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕСУРСОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	19
1.1. Мировые ресурсы возобновляемых источников энергии.....	19
1.2. Характеристика возобновляемых энергоресурсов Таджикистана .....	28
1.2.1. Гидроэнергетические ресурсы.....	28
1.2.2. Потенциал солнечной энергии .....	33
1.2.3. Ветроэнергетические ресурсы.....	38
1.2.4. Вклад Таджикистана в мировые усилия по смягчению последствий изменения климата.....	40
1.3. Барьеры в освоении потенциала ВИЭ в РТ.....	44
1.3.1. Анализ реализации программы развития малой гидроэнергетики Таджикистана .....	44
1.3.2. Проблемы использования гидроэнергетических ресурсов рек, расположенных в высокогорье (2500 м и выше) в зимний период .....	49
1.3.3. Влияние высоты размещения энергокомплекса с неоднородной структурой над уровнем моря на эффективность генерирующих мощностей .....	52
Выводы по первой главе.....	55
ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С НЕОДНОРОДНОЙ СТРУКТУРОЙ, НА ОСНОВЕ ВИЭ, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГОРЬЯ .....	57
2.1. Энергетический комплекс с неоднородной структурой и целесообразность его создания в условиях высокогорья .....	57
2.2. Оптимизация режима работы МГЭС, с водохранилищем, как аккумулирующей составляющей энергокомплекса с неоднородной структурой .....	67

2.3. Методика выбора оптимальных установленных мощностей источников электроэнергии при проектировании энергокомплекса с неоднородной структурой .....	75
2.3.1. Разработка алгоритма выбора оптимальных установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса с неоднородной структурой.....	81
2.3.2. Алгоритм выбора оптимальных установленных мощностей электростанций энергокомплекса с неоднородной структурой в условиях высокогорья .....	85
2.3.3. Оптимальный выбор установленных мощностей электростанций ЭКНС по экономическому критерию итерационным методом .....	88
2.4. Экономическая оценка программного комплекса оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС .....	95
2.4.1. Экономическая эффективность программного комплекса оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС .....	95
2.4.2. Техническая эффективность программного комплекса выбора оптимальной мощности электростанций ЭКНС.....	101
Выводы по второй главе.....	105
<b>ГЛАВА 3. МЕТОДИКА ПОДДЕРЖАНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЕ С НЕОДНОРОДНОЙ СТРУКТУРОЙ .....</b>	<b>107</b>
3.1. Исследование влияния СЭС на качество электрической энергии сети ЭКНС .....	107
3.1.1. Общее положение и постановка задач.....	107
3.1.2. Исследование влияния СЭС на качество электрической энергии сети ЭКНС .....	108
3.1.3. Инструментальная оценка режимных параметров солнечных электростанций.....	109
3.1.4. Анализ отклонения частоты и медленного изменения напряжения .....	112

3.1.5. Анализ изменения мощности на выходе инвертора солнечной электростанции.....	115
3.2. Измерение режимных параметров современных коммунально-бытовых электроприёмников.....	120
3.3. Модель энергокомплекса в условиях высокогорья.....	125
Выводы по третьей главе .....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	139
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРАКТИЧЕСКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ .....	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	142
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	161
Приложение-1 .....	161
Приложение-2.....	167
Приложение-3.....	169

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

- АМЭТ – Ассоциации малой энергетики Таджикистана
- АЭС – атомная электростанция
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- ВЭ – ветроэнергоресурсы
- ВЭС – ветровая электростанция
- ВЭУ – ветровая электроустановка
- ГБАО – Горно-Бадахшанская Автономная Область
- ГЭК – гибридный энергетический комплекс
- ГЭС – гидравлическая электрическая станция
- ГЭ – гидроэнергоресурсы
- ДЭС – дизельная электростанция
- ИЭЭ – источник электрической энергии
- КНР – Китайская Народная Республика
- КПД – коэффициент полезного действия
- КУ – компенсирующее устройство
- КЭ – качество электроэнергии
- ЛЭС – локальная электрическая система
- МГЭС – малая гидроэлектростанция
- НВИЭ – нетрадиционные и возобновляемые источники энергии
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОЭС – объединенная энергетическая система
- ПКЭ – показатели качества электроэнергии
- РТ – Республика Таджикистан
- РЭС – энергетическая система с распределенной генерацией
- РЭ – распределенная энергетика
- СНГ – Содружество независимых государств
- СССР – Союз Советских Социалистических Республик
- США – Соединённые Штаты Америки
- СЭ – солнечные энергоресурсы

СЭС – солнечная электростанция

ТЭК – топливо-энергетический комплекс

УНЭС – углеродно-нейтральная энергетическая система

УР – установившийся режим

ЭВМ – электронная вычислительная машина

ЭК – энергетический комплекс

ЭНС – энергетическая система

ЭО – энергетические объекты

ЭП – электроприёмник

ЭЭ – электрическая энергия

ЭЭС – электроэнергетическая система

ЭКНС – энергокомплекс с неоднородной структурой

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Современное мировое сообщество поставило и решает сложную и многоаспектную проблему отказа от использования ископаемых (не возобновляемых) энергоносителей и перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ), что обусловлено не только необходимостью снижения углеродного следа, но и истощением запасов органического топлива. Решение этой проблемы связано с проведением научных исследований, предусматривающих разработку и внедрение новых обоснованных технических решений, позволяющих обеспечить доступ к экологически чистой энергии, снижая при этом вероятность реализации угроз устойчивому энергетическому развитию.

В мировом балансе энергопотребления доля электроэнергии составляет 10 %. Стремительный рост потребления электроэнергии наблюдается во всех развивающихся странах, в том числе и в странах Содружества независимых государств (СНГ). Вместе с тем значительная часть населения высокогорных регионов планеты не имеет доступа к электрической энергии.

Актуальность темы подтверждается и тем, что в высокогорных регионах, в большинстве своем, отсутствуют запасы углеводородных ресурсов, а их транспорт (как правило, автомобильный) является высокочрезвычайно затратным. Присоединение потребителей, удаленных от источников энергии и центров ее распределения, к централизованной системе электроснабжения в условиях сложного горного рельефа технически сложно и экономически нецелесообразно. Поэтому формирование энергетического комплекса высокогорных регионов, к числу которых относится значительная территория Республики Таджикистан (РТ), средняя высота территорий которой составляет 3500 м над уровнем моря, определяется наличием собственных энергетических ресурсов. Доступными для выработки электроэнергии являются ВИЭ, а именно гидроэнергия малых водотоков, солнечная и ветровая энергия.

В докладе Международного энергетического агентства (МЭА) 11.01.2024 г. отмечается, что объем мощностей ВИЭ, введенных в эксплуатацию по всему миру, в 2023 году вырос на 50%, достигнув почти 510 ГВт. При этом на солнечные фотоэлектрические установки приходится 75% всех введенных мощностей. Наибольший рост произошел в Китае, который в 2023 году ввел в эксплуатацию столько же солнечных фотоэлектрических установок, сколько весь мир в 2022 году. Ожидается, что в период 2023–2028 гг. глобальные мощности ВИЭ вырастут до 7 300 ГВт, что позволит добиться климатических целей в энергетике.

Активное использование энергии солнца и ветра явилось предпосылкой для создания энергокомплексов на базе ВИЭ, которые обеспечивают доступ потребителей к электрической энергии, в том числе за счет диверсификации генерирующих источников энергии с учетом их зависимости от географических особенностей размещения.

Таджикистан, проявляя свою приверженность идеям снижения углеродного следа и обеспечения равного доступа к энергии, большое внимание уделяет освоению возобновляемых источников энергии. РТ богата потенциалом энергии больших и малых рек и поступающей солнечной радиации. Ветроэнергетический потенциал в Таджикистане невысокий, однако в ряде регионов его использование могло бы стать дополнительным источником энергии.

С целью вовлечения в использование ВИЭ и дальнейшего развития этого сектора энергетической отрасли на уровне Правительства РТ приняты ряд законов и постановлений. ( Законы РТ: «Об энергетике» 2000 г., "Об энергосбережении" 2002 г., «Об использовании возобновляемых источников энергии» 2010 г., «О безопасности гидротехнических сооружений» 2010 г., "Об энергосбережении и энергоэффективности" 2013 г., Постановления Правительства РТ: «Об утверждении Положения об особенностях лицензирования в области энергетики, глава 26, 2007 г., "Об утверждении «Программы по эффективному использованию гидроэнергетических ресурсов



и энергосбережению на 2012-2016 годы"» 2011 г., «О Программе освоения возобновляемых источников энергии и строительства малых гидроэлектростанций на 2016-2020 годы» 2015 г. и др.).

Значительный потенциал гидроэнергетических ресурсов явился основой для его освоения, включая ресурсы малых и крупных водотоков. В советский период малые гидроэлектростанции (МГЭС) использовались в основном до 1960 года. После сооружения средних и крупных по мощности ГЭС и ТЭС интерес к использованию МГЭС резко упал и практически прекратились проектно-изыскательские и научно-исследовательские работы по малой гидроэнергетике. Применения солнечных и ветровых электростанций в системах электроснабжения не отмечалось, за редким исключением были разработки экспериментальных прототипов солнечных и ветровых установок.

С целью улучшения качества жизни населения труднодоступных высокогорных регионов за счет обеспечения его доступа к электроэнергии в стране в 2016-2020 гг. была реализована программа строительства МГЭС. Мониторинг реализации программы освоения ресурсов малых рек показал, что из числа ведённых в работу МГЭС (более 300 МГЭС) по различным причинам, в том числе отсутствия обеспеченности водой, значительная часть (более 80%) из них не функционируют. Это предопределяет особую актуальность поиска решений по использованию «запертых» мощностей МГЭС на основе создания энергетических комплексов с неоднородной (диверсифицированной) структурой генерирующих мощностей (МГЭС, СЭС, ВЭС).

**Степень разработанности темы.** Исследованию различных аспектов использования энергии малых рек посвящены работы советских и российских ученых Т.А. Филипповой, Н.К. Малинина, В.В. Елистратова, А. Г. Русиной, В.Я. Карелина, В.В. Вольшаника, Л.П. Михайлова, Ю.А. Секретарева, В.М. Горштейна, Е.В. Цветковой и др. В работах приведённых авторов отсутствуют технические решения для использования МГЭС в высокогорных труднодоступных местностях, где существенное влияние имеет атмосферное

давление, суровые климатические условия. Также имеют место различные подходы исследователей относительно принципов классификации МГЭС по мощности и по составу оборудования.

В последние годы, интерес к возобновляемым источникам вырос, особенно в странах Европы, что объясняется не только дефицитом углеродного топлива, но и мировой тенденцией снижения выброса парниковых газов в атмосферу. Это предопределило необходимость активизации научных исследований и принятия государственных программ по развитию ВИЭ, интеграции их в общую электрическую сеть.

В работах ученых России В.З. Манусова., В.И. Висарионова., М.Г. Тягунова, В.И. Велькина и Таджикистана Ф.О. Исмоилова, А.К. Киргизова, Х.С. Сангова, Н. Хасанзода и других исследователей рассмотрены отдельные вопросы использования ВИЭ на территории РТ. Исследованию рисков электроэнергетики Таджикистана в условиях современных климатических тенденций посвящены работы отечественных ученых А.Д. Ахроровой и Ш.Н. Саидовой.

Несмотря на значительный научный интерес отечественных ученых к исследованию проблемы использования ВИЭ, влияние высокогорья на эффективность устройств, преобразующих возобновляемые энергоресурсы в электрическую энергию, практически не изучалось. Необходимо отметить, что в настоящее время на территории Таджикистана энергетические установки на основе ВИЭ используются только как отдельно работающие МГЭС или ВЭС, или СЭС, в то время как географические особенности расположения страны и доступность ВИЭ позволяют использовать их, как по отдельности, так и в составе энергетических комплексов (ЭК). В работах зарубежных и отечественных ученых не уделено достаточного внимания исследованию возможности одновременного использования мощности МГЭС, СЭС и ВЭС для энергоснабжения отдаленных районов. Вопросы определения оптимальной структуры и установленных мощностей участников ЭК с учётом географических особенностей, изменений первичного энергоносителя и,

соответственно, режимов выработки электроэнергии источниками (МГЭС, ВЭС и СЭС), неоднозначности объемов, структуры и режимов ее потребления должным образом не рассмотрены. Вышеизложенное свидетельствует о том, что исследования в области обеспечения гарантированного доступа к энергии в высокогорных районах остаются незавершенными и сохраняют актуальность.

Таджикистан - горная страна с выраженным разнообразием географического ландшафта и климата. Высокогорные регионы страны, не охваченные централизованным энергоснабжением, имеют различный доступный потенциал энергетических ресурсов, поэтому применить единый унифицированный подход к формированию структуры ЭК невозможно. При этом в зависимости от возможностей (доступности) вариации генерирующих источников, климатических, временных особенностей их использования можно ориентироваться в каждом конкретном случае на конкретную структуру ЭК. Для обеспечения эффективности каждого из них, необходимо исследовать каждый регион, на котором планируется установка оборудования, преобразующего ВИЭ.

**Цель диссертационной работы** заключается в обосновании целесообразности создания высокогорного энергетического комплекса с неоднородной структурой ВИЭ и оптимизации режима работы его генерирующих мощностей.

В работе для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие задачи:

- оценить ресурсы возобновляемых источников энергии (гидроэнергетический потенциал, потенциалы солнечной и ветровой энергии) в мировом масштабе и Таджикистана, с учётом его географических и климатических особенностей и обосновать необходимость формирования энергокомплекса с неоднородной структурой (ЭКНС), включающего ВЭС, СЭС, МГЭС с естественным водохранилищем для электроснабжения потребителей высокогорных регионов страны;

- на основе анализа систематизировать проблемы и выявить барьеры использования доступного потенциала ВИЭ с учётом технических возможностей;
- разработать методику оптимального выбора установленных мощностей источников электроэнергии энергокомплекса (ВЭС, СЭС и МГЭС) итерационным методом с учётом влияния высокогорья;
- разработать методику поддержания качества электроэнергии энергокомплекса, с учетом особенностей режимов работы инверторов СЭС и подключаемых к нему электроприёмников и обосновать соответствующие меры;
- разработать программы для ЭВМ, позволяющие оптимизировать структуру и режим работы электростанций ЭКНС;
- выполнить экономическую оценку предложенной методики оптимизации установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом, в условиях высокогорья.

**Объектом исследования** является высокогорный энергетический комплекс с неоднородной структурой, включающий ВЭС, СЭС, МГЭС и доступное водохранилище.

**Предмет исследования** – моделирование взаимосвязанных процессов производства электрической энергии различными генерирующими источниками и её использования потребителями в условиях выраженной зависимости эффективности использования установленных мощностей ВЭС, СЭС и МГЭС от высоты расположения их над уровнем моря и наличия водохранилища.

**Методы исследования.** Для достижения цели и решения поставленных задач диссертационного исследования использовались следующие научные методы: сравнительный анализ, синтез, основные законы электротехники, методы линейных алгебраических уравнений, итерационный метод, компьютерное программирование, количественная и качественная экспертная оценка, графическая интерпретация.

### **Научная новизна работы** заключается:

- на основе оценки ресурсов ВИЭ (гидроэнергетический потенциал, потенциалы солнечной и ветровой энергии) Таджикистана с учётом географических и климатических особенностей систематизированы проблемы и выявлены барьеры их использования, в том числе упущенные возможности в реализации программы МГЭС;
- для обеспечения гарантированного доступа к электрической энергии в высокогорных районах обоснована необходимость создания энергетического комплекса с неоднородной структурой генерирующих источников и предложено его авторское определение;
- разработана и апробирована методика выбора оптимальных установленных мощностей источников электроэнергии ЭКНС итерационным методом, в условиях высокогорья;
- предложена и апробирована методика оптимизации реактивной мощности и поддержания требуемого уровня напряжения на выходе инвертора СЭС для улучшения режимных параметров ЭКНС;
- разработана методика поддержания качества электроэнергии в ЭКНС;
- разработаны программы для ЭВМ, позволяющие оптимизировать структуру и режим работы электростанций ЭКНС;
- доказана экономическая эффективность предложенных методик и методов.

### **Практическая значимость:**

1. Разработана программа для ЭВМ, позволяющая произвести оптимальный выбор установленных мощностей электростанций энергокомплекса (ВЭС, СЭС и МГЭС) итерационным методом (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669848, дата государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ 21.09.2023);
2. Разработана программа для ЭВМ, позволяющая произвести расчет оптимальных режимов работы энергокомплекса симплекс-методом

(свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669290, дата государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ 13.09.2023);

3. Результаты выполненных исследований могут быть использованы энергоснабжающими компаниями, проектными организациями при проектировании и эксплуатации установок ВИЭ, в зависимости от местных условий (Акт внедрения от 10.01.2024г №1/90-348 ОАО «Барки Точик»);

4. Предложенные в работе методики, модели и программное обеспечение используются в учебном процессе при изучении соответствующих дисциплин (Акт внедрения от 02.10.2023 №03/13-108/а филиал НИУ МЭИ в г. Душанбе).

**Достоверность научных положений, полученных результатов и выводов** заключается в корректном использовании теоретических основ электротехники, методов линейного программирования, итерационного метода и компьютерного моделирования, которые хорошо подтверждены и апробированы на практике, широко применяются в практических расчётах.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

- оценка потенциальных возможностей и современных тенденций глобального и отечественного использования ВИЭ;
- обоснование проблем и барьеров использования доступного потенциала ВИЭ, с учётом технических возможностей;
- обоснование необходимости создания ЭКНС для обеспечения доступа к электроэнергии удаленных потребителей;
- методика оптимального выбора установленных мощностей источников электроэнергии ЭКНС итерационным методом, с учётом влияния высокогорья;
- программное обеспечение задач оптимизации структуры и режима работы электростанций ЭКНС;
- экономическая оценка методики оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС итерационным методом;

- методика поддержания качества электроэнергии в ЭЖНС, с учетом особенностей режимов работы инвертора СЭС и подключаемых к нему электроприёмников.

**Соответствие диссертационной работы паспорту специальности 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы.** Диссертационная работа соответствует следующим пунктам области исследований паспорта специальности 05.14.01:

п1. Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования;

п2. Математическое моделирование, численные и натуральные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии;

п.5. Разработки и исследования в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке и использовании тепловой, электрической энергии и энергоносителей в энергетических системах, комплексах и системах энергоснабжения;

п.7. Разработка цифровых и физических методов анализа и мониторинга режимных параметров основного оборудования электростанций, подстанций, электрических сетей, энергосистем, систем электроснабжения и электрических сетей мини- и микрогрид.

**Личный вклад автора.** Постановка цели и задач для оптимизации режимов работы ЭЖНС в условиях высокогорья выполнены совместно с

научным руководителем и научным консультантом. Автором самостоятельно развит понятийный аппарат области исследования, оценено влияние высокогорья на эффективность использования ВИЭ и разработаны оптимизационные модели для решения поставленных задач. Основные результаты диссертационной работы получены автором самостоятельно и заключается в следующем:

- технические возможности и эффективность использования ВИЭ в РТ [1-А, 5-А, 13-А – 23-А];
- методика выбора оптимальных установленных мощностей источников электроэнергии ЭКНС в условиях высокогорья итерационным методом [7 - А, 8-А, 9-А, 10-А];
- методика оптимизации реактивной мощности и поддержания требуемого уровня напряжения на выходе инвертора СЭС, для улучшения режимных параметров ЭКНС [6-А, 12-А];
- программное обеспечение задач оптимизации структуры и режима работы электростанций ЭКНС;
- методика поддержания качества электроэнергии в ЭКНС [6-А, 11-А, 12-А].

**Апробация работы.** Основные результаты диссертации докладывались и отражались на следующих конференциях: республиканской научно-практической конференции «Состояние и перспективы энергетики Таджикистана» (ТТУ им. академика М Осими, 22.12. 2009 г., г. Душанбе); республиканской научно-практической конференции, посвященной 90-летию М.С. Осими (ТТУ им. академика М.С. Осими, 17.11.2011 г., г. Душанбе); восьмой международной конференции теплофизической школы (АНТ физико-технический институт имени С.У. Умарова, 22.12. 2012 г., г. Душанбе); республиканской конференции «Экономика и перспективы развития возобновляемых источников энергии в Республике Таджикистан» (ХГУ им. академика Б. Гафурова, 12 – 13 ноября 2015 г., г. Худжанд); научно-практической конференции «Независимость – основа развития энергетики



страны» (Институт энергетики Таджикистана, 22 – 23 декабря 2017 года, г. Бохтар); VI – ой международной конференции «Современные проблемы физики», посвящённой 110 – летию академика Академии наук Республики Таджикистан С.У. Умарова и 90 – летию академика Академии наук Республики Таджикистан А.А. Адхамова (ФТИ им. Академика С.У. Умарова, 24.12. 2018 г., г. Душанбе); международной научно – практической конференции «Электроэнергетика: Проблемы и перспективы развития энергетики региона» (ТТУ имени академика М.С. Осими, 21.12. 2018 г., г. Душанбе); международной научно-практической конференции «Водно-энергетические ресурсы–основа реализации международного десятилетия действия «Вода для устойчивого развития, 2018 – 2028 годы»». (ТТУ имени академика М.С. Осими, 12.04.2019 г., г. Душанбе); 19-ой Конференции молодых исследователей в области электротехники и электроники IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, IEEE Russia North West Section (Санкт-Петербург, 27-30.01. 2019 г.); 20-ой Конференции молодых исследователей в области электротехники и электроники IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, IEEE Russia North West Section (Санкт-Петербург, 27-30. 01. 2020 г.); международной научно-практической конференции: «Энергетика: Состояние и перспективы развития» (ТТУ имени академика М.С. Осими, 20.12. 2022 г., г. Душанбе) и международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», (г. Москва, 16 – 18. 03. 2023 г.).

**Публикации.** По результатам выполненных исследований опубликованы 23 печатные работы, из которых: 5-статей, входящих в перечень рекомендованных ВАК РТ; 3 научные статьи в рецензируемых изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ; 2 статьи в журналах конференций, входящие в базу данных SCOPUS и IEEE, 2 свидетельства о регистрации программы для ЭВМ в реестре программ для ЭВМ Российской

Федерации и 11 статей на международных, республиканских и других конференциях.

**Структура и объем диссертации.** Работа состоит из введения, трёх глав, заключения, списка литературы и приложений. Общий объем диссертации 172 страниц, список литературы включает 128 библиографических ссылок.

# ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕСУРСОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

## 1.1. Мировые ресурсы возобновляемых источников энергии

Для обеспечения глобальной энергетической безопасности государствам необходимо переключаться к устойчивому развитию энергетики на базе энергосбережения и целесообразного использования ВИЭ. По ежегодным отчетам Британской компании «Бритиш Петролиум (BP)» глобальное использование первичной энергии в 2021 году выросло на 5,8 %. Такой рост является самым большим изменением за последние 40 лет. По данным компании «BP», человечество в 2010 году использовало наибольшее количество энергии, за весь период истории. Наибольшим потребителем энергии в 2010 году среди всех стран мира стала КНР, которая обогнала бывшего лидера — Америку [1].

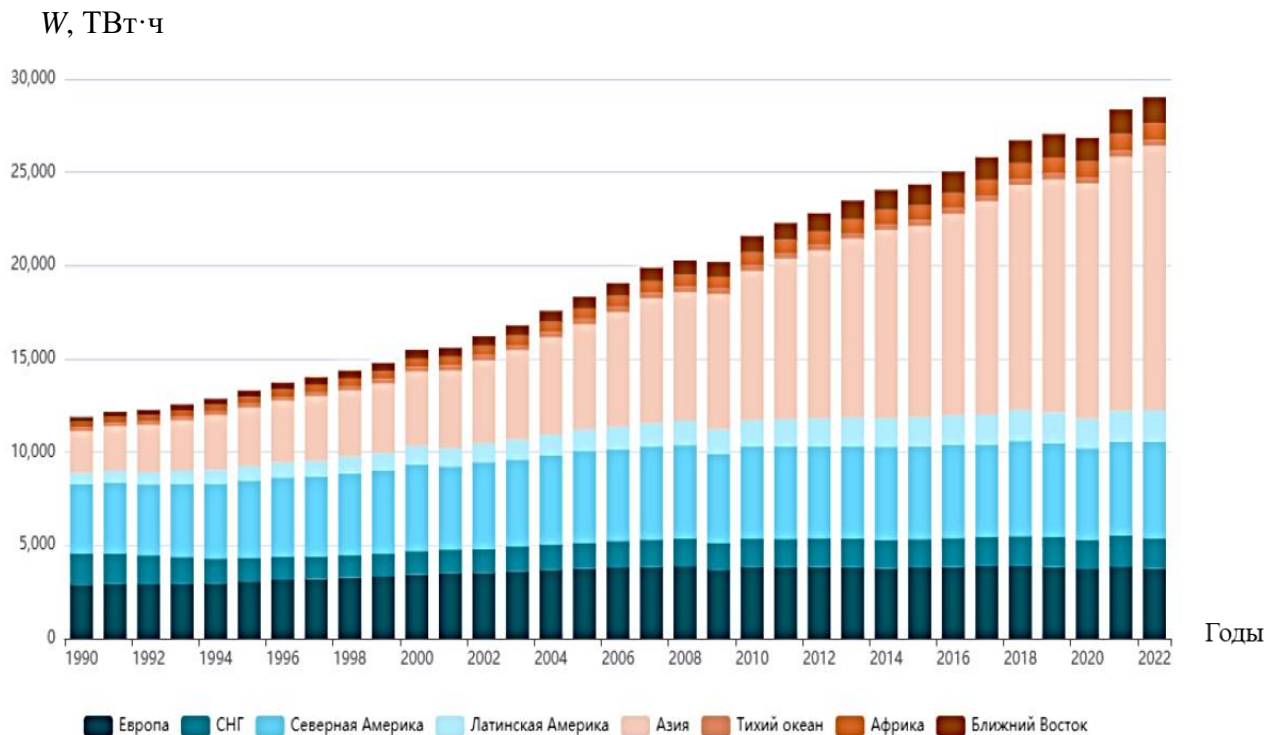
Доля нефти, как основного энергоносителя, год за годом постепенно уменьшается, однако спрос на нефть в 2010 году в КНР и государствах Ближнего Востока заметно вырос. В глобальных масштабах увеличение добычи нефтепродуктов в 2010 году не покрыло возросшие потребности и составило всего 2,2 % [2].

Спрос на нефтепродукт – газ, возрос на 7,4%, и был удовлетворён, в основном за счет Российской Федерации, Америки и Катара. Америка остаётся самым крупным производителем газа [2].

На рисунке 1.1. показано производство электрической энергии с 1998 по 2022 годы в мировом масштабе [13].

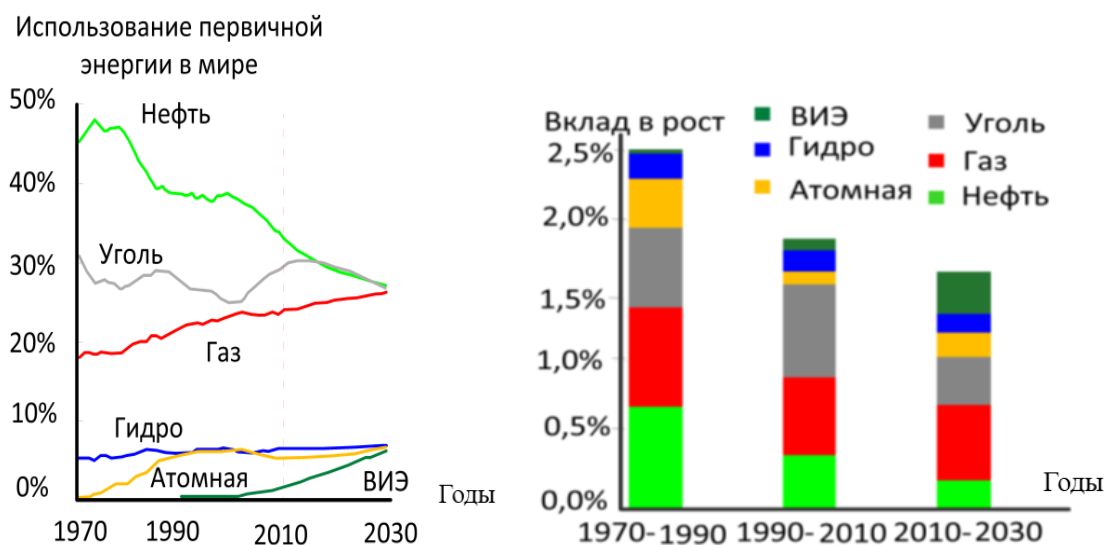
Состояние и прогноз участия различных энергоносителей в глобальной выработке электрической энергии представлены на рисунке 1.2.

В таблице П.1.1 представлен ресурс солнечной энергии в мировом масштабе [13].



\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.1 – Глобальное производство электрической энергии, [ТВт·ч]**



\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.2 – Состояние и прогнозы использования энергии в мире**

Согласно рис. 1.2. снижение доли участия ископаемого топлива в процессе производства электроэнергии компенсируется за счёт роста мощности энергоустановок на базе ВИЭ [14, 15].

ВИЭ по своим ресурсам превосходят невозобновляемые [15] и в будущем ВИЭ непременно займут большую долю в общем производстве. ВИЭ вполне могут стать базовым рычагом обеспечения «Энергетической безопасности» на

фоне истощения запасов ископаемых видов топлива. В скором времени ВИЭ смогут конкурировать с традиционными видами энергии и ископаемыми топливами. Результаты анализа статистических данных, позволяют говорить о росте мировых инвестиций в ВИЭ [16 – 20]. С ростом вложений наблюдается увеличение вырабатываемой электроэнергии электростанциями с возобновляемыми энергетическими ресурсами. В таблице П.1.2 приведена стоимость производства электроэнергии с использованием ВИЭ по состоянию на 2021 г [15].

Экологическая катастрофа на Украине, Фукусиме и утечка нефтепродуктов в Мексике стимулируют развитие использования ВИЭ в мире.

**Возобновляемые гидроресурсы.** Гидроэнергетика занимает основную долю ВИЭ в глобальном масштабе [22 – 27].

В Азиатском регионе КНР лидирует в части использования гидравлической энергии. Основное внимание направлено на развитие малых ГЭС в таких странах как Канада, Новая Зеландия, Австралия. Гидроэнергетика в этих странах является ключевым и традиционным источником энергии.

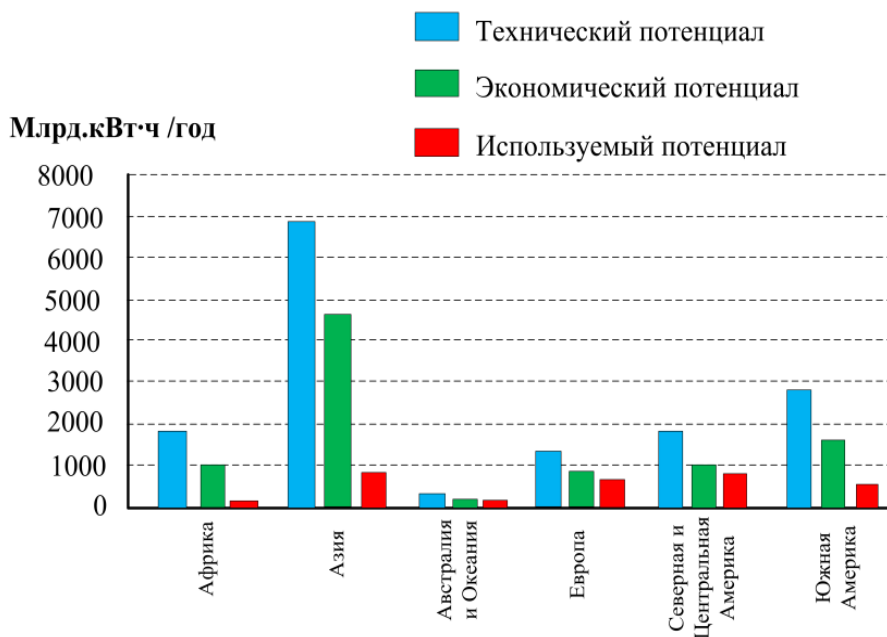
Некоторые страны не используют имеющийся потенциал гидроресурсов или используют в малых объёмах. В список подобных стран входят: страны Южной Америки, бывшие страны СССР и страны Африканского региона.

На рисунке 1.3 представлен валовый потенциал гидроресурсов по регионам мира, а на рисунке 1.4 приведено производство электроэнергии на базе гидроэнергии.

В мире особое внимание уделяется малой гидроэнергетике. К началу первого десятилетия XXI века суммарная мощность малых ГЭС составила свыше 1 ГВт.

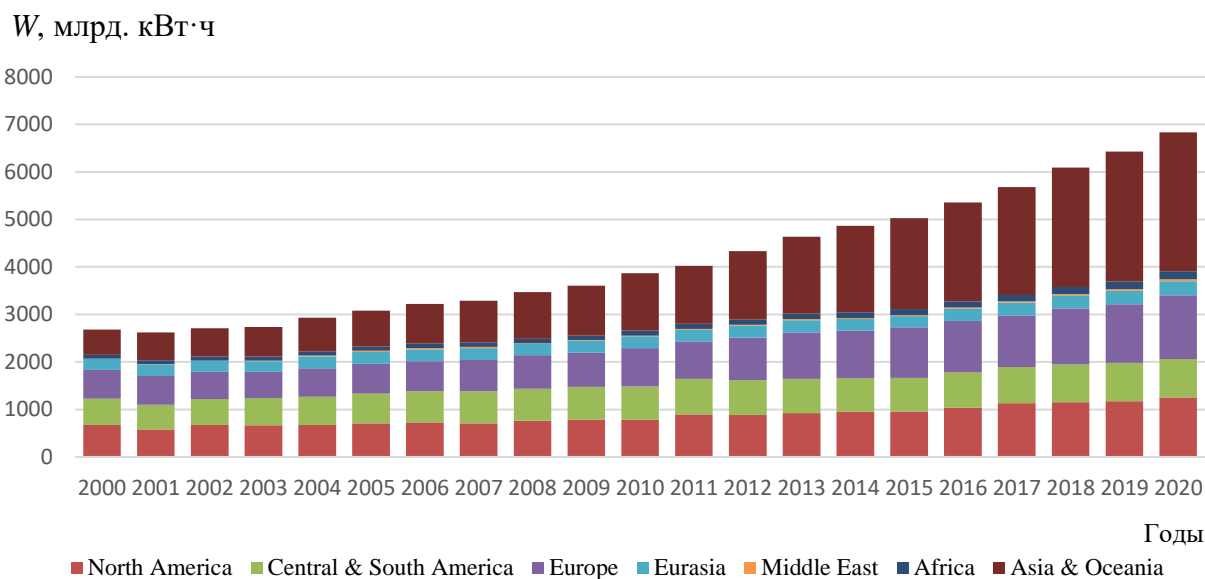
За последние десять лет Европейский союз увеличил, в два раза в энергобалансе, долю возобновляемых источников, включая малые ГЭС. В ряде развивающихся стран малые, мини - и микро ГЭС достаточно интенсивно строятся.

### Суммарный гидропотенциал по регионам



\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.3 – Глобальный валовый гидроэнергетический потенциал**



\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.4 – Производство электроэнергии на ГЭС по регионам мира**

МГЭС в основном применяются в составе систем, изолированных от систем централизованного электроснабжения, в регионах сельскохозяйственного назначения [28 – 33]. В подтверждение вышесказанному можно отнести проект электрификация 1000 поселков сельскохозяйственного назначения в КНР.

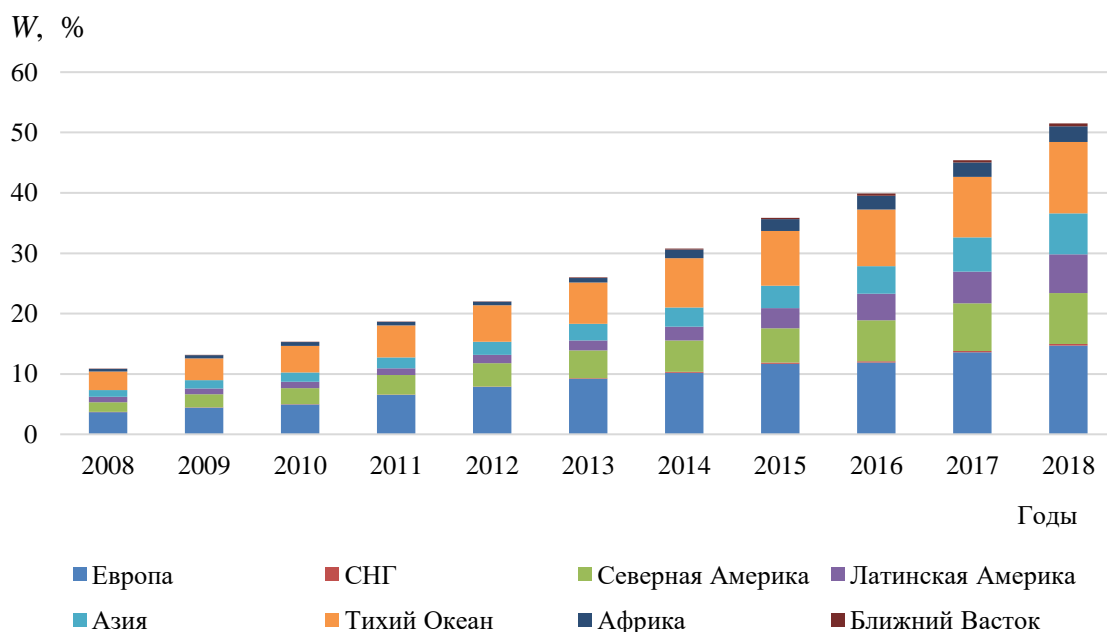
Страны, в которых развивается строительство МГЭС являются: КНР 47 ГВт, Япония 4 ГВт и Америка 3,4 ГВт. На уровне 2020 года в глобальном масштабе установленная мощность построенных МГЭС составляла 1 170 ГВт.

Судя по развитию отрасли ВИЭ, МГЭС остаётся основным способом получения энергии. Перспектива развития ВИЭ с участием МГЭС, в некоторых странах, приведена в таблице П.1.3. Согласно табл. П.1.3. малая гидроэнергетика будет оставаться одним из самых главных и конкурентоспособных возобновляемых источников энергии.

**Ветроэнергетические ресурсы** Впечатляющий рост в сфере ветроэнергетики в 2020 году произошел в КНР и США, составивший 73,3%. В указанном году, мощность новых ВЭУ составляло 93 ГВт, что в процентном соотношении составляет 50,3% мировой выработки ЭЭ за счёт ВЭУ.

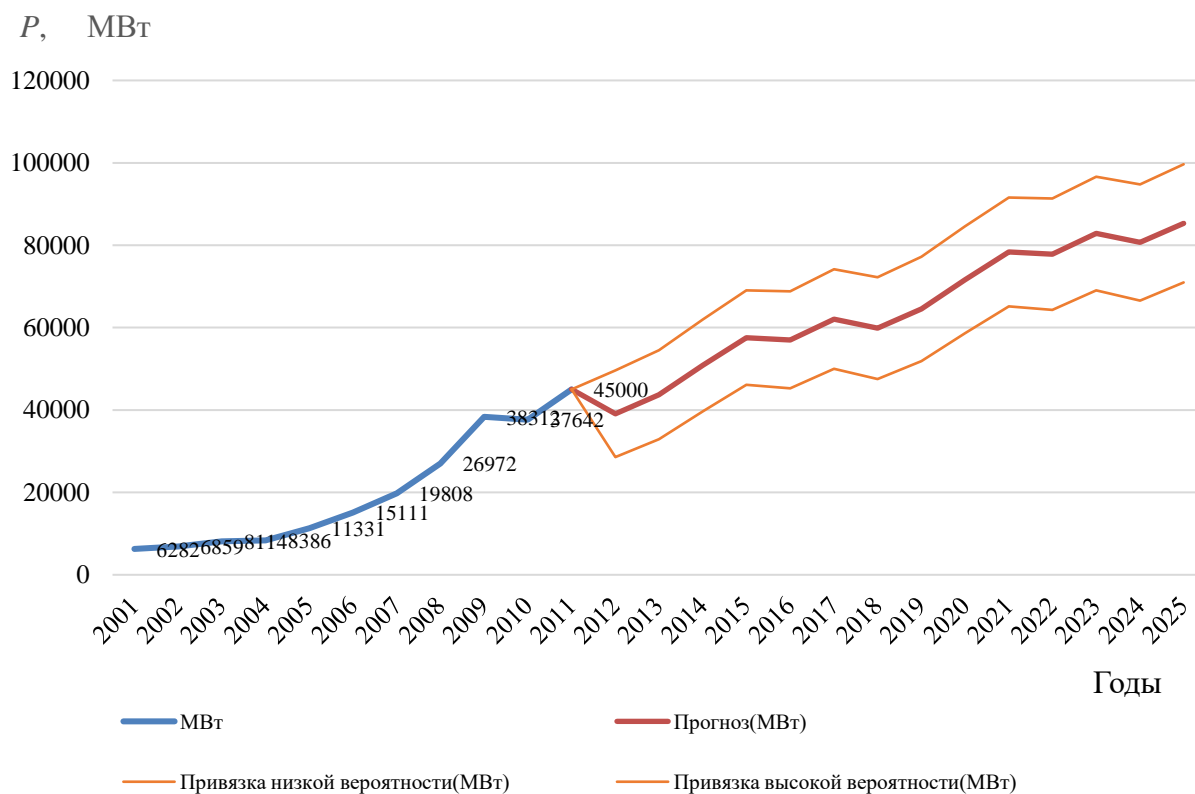
Установленная мощность ВЭУ по всему миру приведена на рисунке 1.5.

Ветер стал одним из крупнейших источников электроэнергии в некоторых странах и регионах мира. В следующих странах высока доля ветровой энергии: Германия-9%; Дания-21%; Испания-16%; Португалия-18%



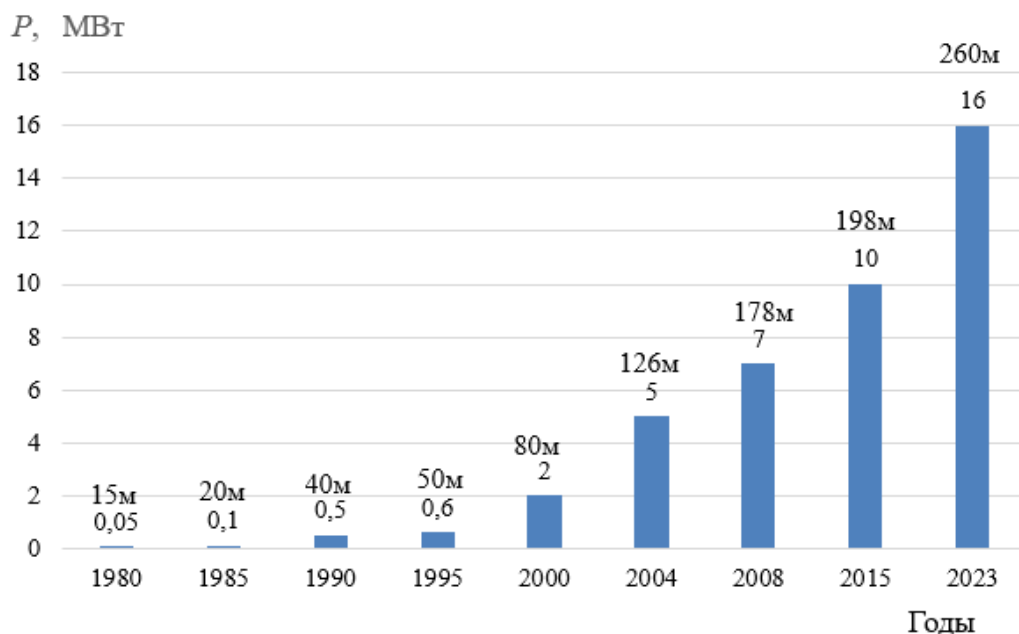
\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.5 – Производство электрической энергии, генерируемой за счет ВЭУ в разных регионах мира**



\*Спрогнозировано автором по данным [1]

**Рисунок 1.6 – Рост и прогноз использования ВЭУ до 2025 года**



\*Составлено автором по данным [1]

**Рисунок 1.7 – Рост единичной мощности ВЭУ**

В КНР построена и введена большая ветроэлектростанция – «Ганьсу» мощностью 8 ГВт, которая соизмерима с мощностью крупных АЭС и ГЭС.



В Индии развитию ветровой энергетики со стороны властей государства уделяется большое внимание.

США является бывшим мировым лидером в области выработки электроэнергии с помощью ВЭС.

ВЭС имеет перспективу в некоторых странах мира, где наблюдается большой ветровой потенциал. Особенно на полуостровах и прибрежных к океану государствах. Например, в Великобритании функционирует самая большая шельфовая ВЭС мощностью 630МВт, которая снизила выбросы парниковых газов на 900 тыс. тонн в атмосферу. Согласно прогнозу, в 2025 году, рост суммарной установленной мощности ВЭУ составит 100 ГВт, то есть 5 % от суммарной мощности действующих электростанций в мире.

Рост мощностей ВЭУ и прогноз до 2025 года представлен на рисунке 1.6. На рисунке 1.7 показано увеличение единичной мощности ВЭУ [15-А].

На сегодняшний день в КНР запущен самый большой ветрогенератор установленной мощностью 16 МВт, диаметр ветроколеса составляет 260 метров.

**Гелиоэнергетические ресурсы.** Гелиоэнергетические ресурсы земли превосходят все остальные виды энергоресурсов, это объясняется тем, что на один квадратный метр поступает от 0,1 до 1 кВт вблизи экватора, в зависимости от погодных и прочих условий [34].

Радиацию солнечных лучей можно использовать не только для получения электроэнергии, но и для осуществления различных производственных процессов. Таким образом, проблема разностороннего применения солнечной энергии приобрела уже инженерно – технологический характер. В [35] приводятся различные виды преобразования солнечной радиации в другие виды энергии (электроэнергия и тепловая энергия)

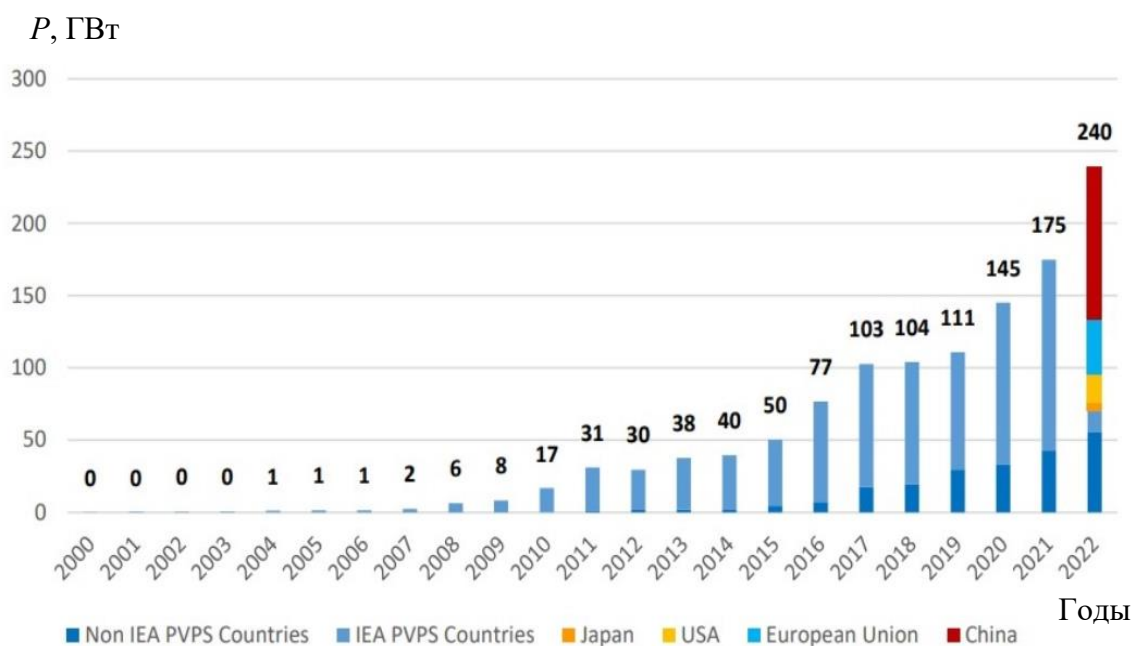
Создание фотоэлектрических станций с солнечными элементами – ФЭП – полупроводниковыми устройствами, является наиболее перспективной технологией в области солнечной энергетики, которая прямо преобразует солнечную энергию в электрическую.

На рисунке 1.8 приводится доля роста мощности солнечных панелей в мировом масштабе [1].

В мире лидерами по использованию солнечных ресурсов являются такие страны как: КНР; Германия; Япония; США.

В КНР серьезно занимаются разработками в области использовании энергии солнца. Согласно сведениям International Energy Agency, в КНР солнечные электростанции к 2050 году смогут производить до 20-25% мировой электроэнергии. На сегодняшний день Китай производит солнечные батареи, которые обеспечивают половину мирового потребления данной техники. Две трети установленных в Германии модулей солнечных батарей произведено в Китае.

Как известно КПД солнечных панелей не высок, поэтому производители панелей ведут большую работу по увеличению этого показателя. Эффективность работы панелей зависит в основном от материала полупроводникового элемента. На сегодняшний день высокоэффективные солнечные панели изготавливают из арсенида галлия, КПД которых достигает 30% в лабораторных условиях. Технические характеристики и КПД панелей приведены в таблице П.1.4.

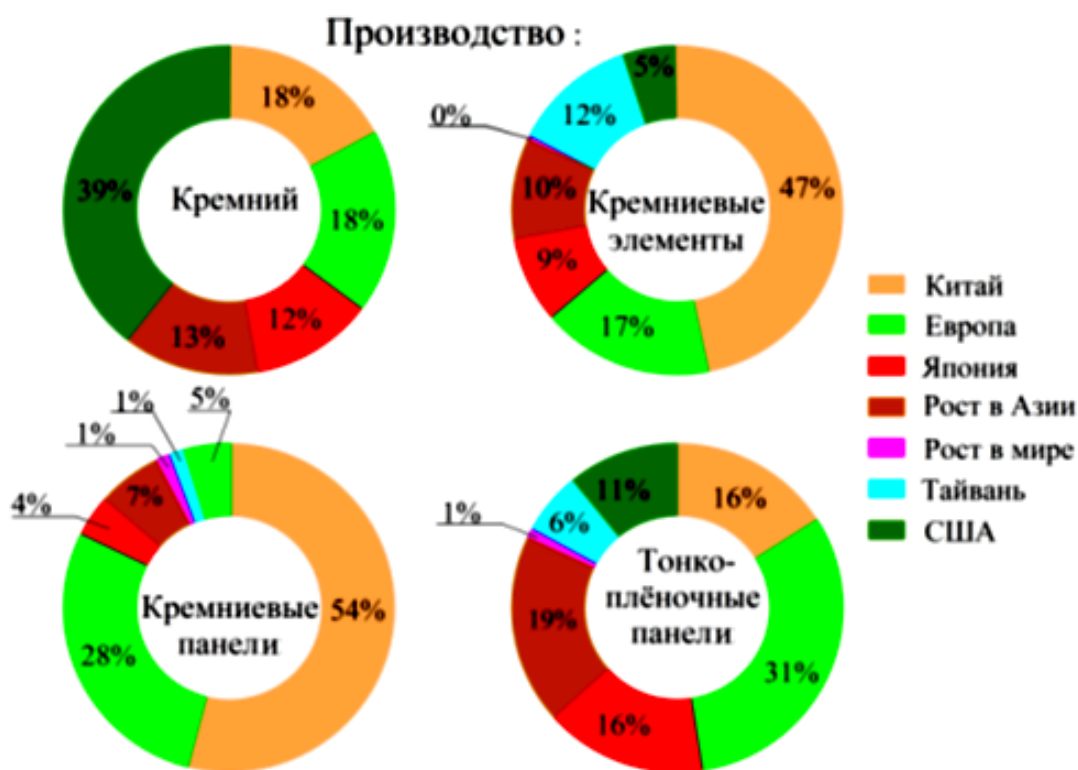


**Рисунок 1.8 – Рост мощности солнечных панелей**

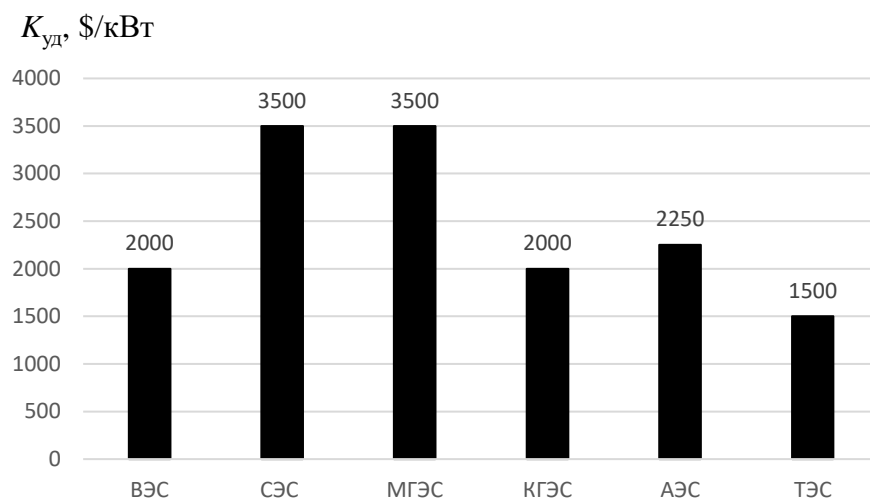
На рисунке 1.9 приведена ситуация на глобальном рынке солнечных панелей на основе кремния на уровне 2020 года [14].

Однако, панели изготавливаемые из арсенида галлия по затратам превосходят другие виды панелей (кремниевые, теллурида кадмия и др.). Основная причина высокой стоимости высокоэффективных панелей (AsGa) связана с тем, что запасы галлия в мире ограничены.

Эффективность панелей влияет на экономические показатели солнечных электростанций в целом. Например, если станции будут использовать солнечные панели с низким КПД, тогда капиталовложения на строительство уменьшаются и прибыль от реализации электроэнергии тоже уменьшается. На сегодняшний день удельная стоимость строительства СЭС составляет 3000-5000 \$/кВт, что сопоставимо с удельной стоимостью строительства МГЭС. Однако, в последние годы, с освоением новых технологий производства солнечных фотоэлементов, этот показатель стремится к убыванию. Удельные показатели строительства электростанций приведены на рисунке 1.10.



**Рисунок 1.9 – Мировой рынок кремния, кремниевых панелей и элементов**



**Рисунок 1.10 – Удельные капиталовложения строительства по видам электростанций**

С каждым годом себестоимость электрической энергии солнечных электростанций снижается. Нужно отметить, что основная доля затрат из общих капиталовложений в СЭС, приходится на долю солнечных панелей и с развитием технологий их производства и расширением рынка, наблюдается большая конкуренция, которая сильно повлияла на стоимость панелей. Согласно рис. 1.10 удельная стоимость строительства СЭС почти приравнивается к стоимости строительства МГЭС.

## **1.2. Характеристика возобновляемых энергоресурсов Таджикистана**

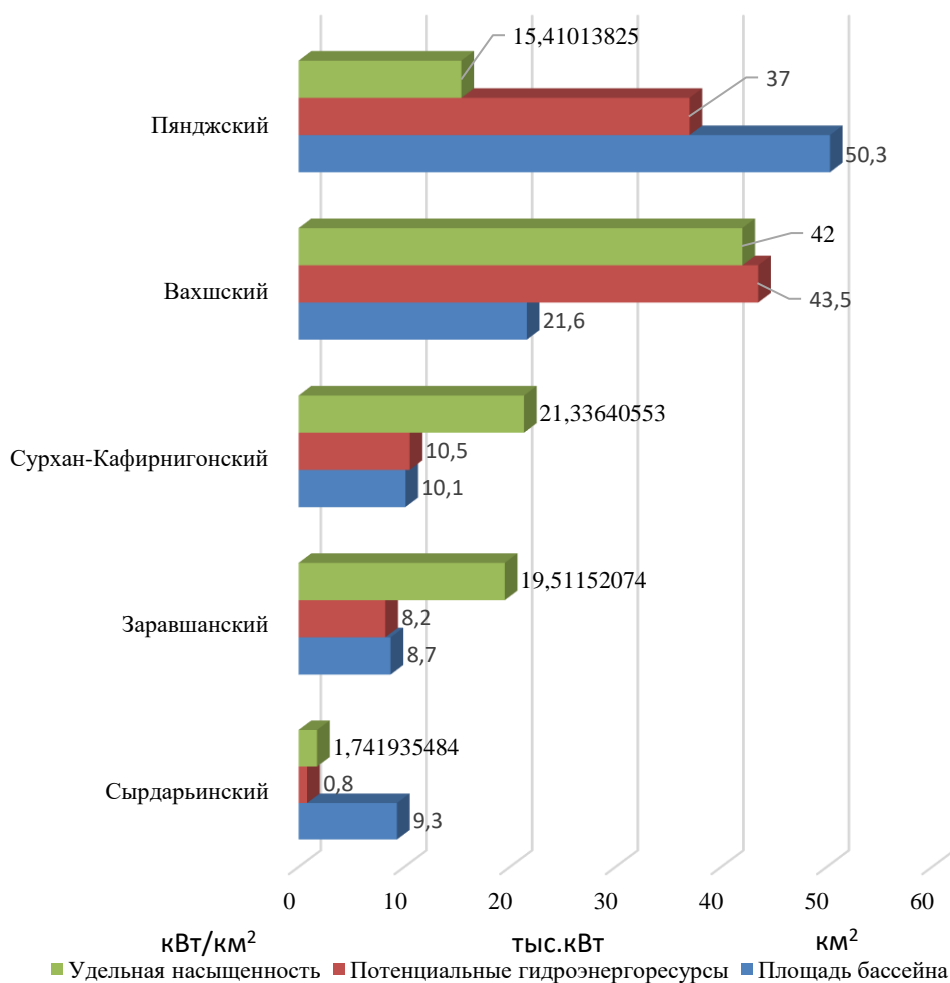
### **1.2.1. Гидроэнергетические ресурсы**

Территория Республики Таджикистан обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом. По потенциальным запасам гидроэнергетических ресурсов республика занимает ведущее место в ЦА. На ее долю приходится 54% гидроэнергии региона [3, 4]. Они впервые были оценены при реализации кадастра водной энергетики рек Советского Союза в 1930 году. Однако подробное изучение потенциальной энергии водотоков Таджикистана было проведено в 1955-59 гг. Академией наук Республики Таджикистан [1,2] и в 1965 году вышел на свет капитальный труд “Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР”. Этот труд обобщил все

инженерно-изыскательские и научно-исследовательские материалы, относящиеся к определению гидроэнергетического потенциала Таджикистана вплоть до середины 60-х годов [3, 4]. Кроме того, он стал символом республики, как одной из гидроэнергетических держав мира. К сожалению, после выхода этой работы, уже более 50 лет других, даже незначительных подсчетов и уточнений гидроэнергетических ресурсов Таджикистана не проводилось.

Согласно разведанным данным [3, 4] потенциал гидроэнергетических ресурсов РТ определяется установленной среднегодовой мощностью в 51,8 млн. кВт, из которых 63% составляет потенциал 511 учтенных рек и 37% потенциал рек, длина которых меньше чем 10 км и потенциал стока склонового характера.

Распределение потенциала гидроресурсов по бассейнам рек РТ приведено на рисунке 1.11.

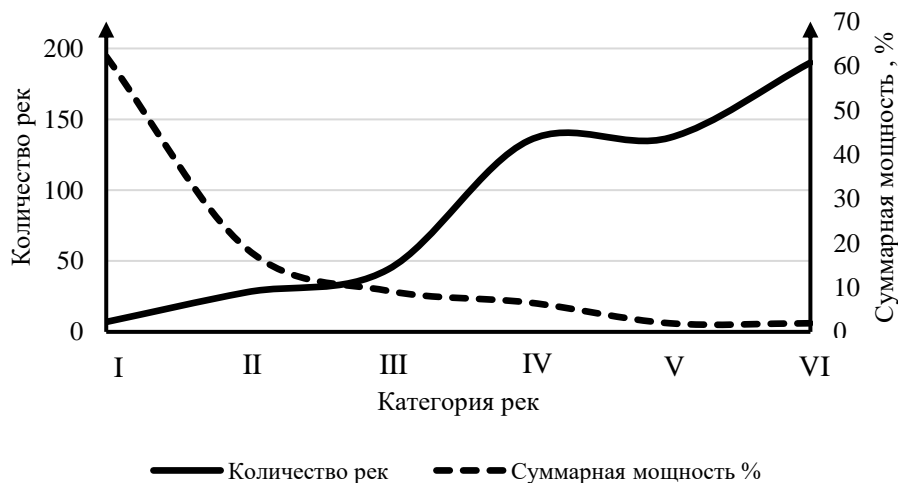


**Рисунок 1.11 – Гидроресурсы Республики Таджикистан по бассейнам рек**

Согласно рисунка 1.11, по гидропотенциалу самой крупной рекой является река Вахш, а по площади бассейна река Пяндж является самой большой в республике. При строительстве ГЭС на реках Сырдарья и Пяндж зона затопления будет самой большой среди остальных рек Таджикистана.

Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов в зависимости от мощности водотоков иллюстрируется рисунком 1.12, где водотоки разделены на 6 категорий по мощности рек: I – более 500 МВт; II – 100 – 500 МВт; III – 50 – 100 МВт; IV – 25 – 50 МВт; V – 5 – 25 МВт и VI – менее 5 МВт.

Таджикистан входит в число 10-ти государств мира по количеству потенциальных гидроэнергетических ресурсов, а на единицу площади – в число первых трёх. Удельный гидроэнергетический ресурс Таджикистана составляет 2,1 МВт·час, что в десятки раз больше по сравнению с другими странами мира.



**Рисунок 1.12 – Потенциал водотоков РТ в процентном соотношении**

Сложность реализации гидроэнергетических проектов зависит от многих факторов, например, на реке Пяндж зависит от её географического расположения (приграничная река), а на реке Оби-Хингоу – от сложности рельефа.

На рисунке 1.13 представлено разделение потенциальных, технических гидроэнергетических энергоресурсов страны по базовым рекам и их притокам, а также технически допустимые и практически используемые гидроэнергетические ресурсы. Рисунок 1.13 составлен автором по данным [3, 4].

В целом по стране величина мощности основного створа реки превосходит величину мощности притоков.

Технически допустимые к применению гидроэнергетические энергоресурсы Республики Таджикистан насчитываются: по производительности 19, 3 ГВт, а по выработке-143, 6 млрд. кВт·час [1, 2].



**Рисунок 1.13 – Удельная мощность средних и крупных рек РТ**

На территории страны кроме выявленных больших и средних по мощности водотоков, имеется огромное число малых рек. К этой подгруппе относятся реки мощностью меньше 2 МВт. Гипотетические гидравлические энергоресурсы небольших стоков страны, согласно существующим изысканиям [3, 4] насчитывают 1,6 МВт по мощности и 14 млрд. кВт·час по выработке. Более подробное исследование гидроресурсов мелких рек на всей территории страны все ещё не проводилось.

Техническая часть гидроэнергетического потенциала величина переменная, как известно, и соответствующий показатель должен расти вследствие роста научно-технического прогресса в технике и технологии общественного производства. Технический потенциал гидроэнергетических ресурсов, на примере приведенного в [3, 4], всего за 10 лет (в силу увеличения наших знаний) вырос на 48 %.

Низким остается уровень использования гидроэнергетических потенциалов некоторых рек Республики. Использование потенциала рек в Таджикистане происходит неравномерно. Например, потенциал реки Вахш использован на 68 %. После ввода Рогунской ГЭС его использование составит почти 90 %. Потенциал реки Пяндж используется всего на 0,76 %, что в определённой мере это связано с трансграничным её характером.

Эффективная экономическая часть гидроэнергетических ресурсов Таджикистана, согласно существующим проработкам, составляет 85 млрд. кВт-ч. Однако, известно, что эта часть, также показатель непостоянный, зависящий от уровня макроэкономического развития страны. Сегодня, когда основным фактором при оценке экономической эффективности капиталовложений в энергетику, становится рыночная цена на органическое топливо, практически все технические ресурсы гидроэнергии в Таджикистане могут стать экономически эффективными. Строительство ГЭС на реках, расположенных в труднодоступных районах Горно-Бадахшанской Автономной Области (ГБАО) Таджикистана, если сравнивать их с дизельными электрическими установками (ДЭС), является экономически выгодным.

Одновременно необходимо обратить внимание на использование «скрытых» гидроэнергетических ресурсов. В первую очередь дать оценку возможности строительства гидроэнергетических установок в составе гидротехнических сооружений неэнергетического назначения.

Неучтенные или «скрытые» гидроэнергетические ресурсы крупных рек, даже их только эффективной части, также могут составить значительную



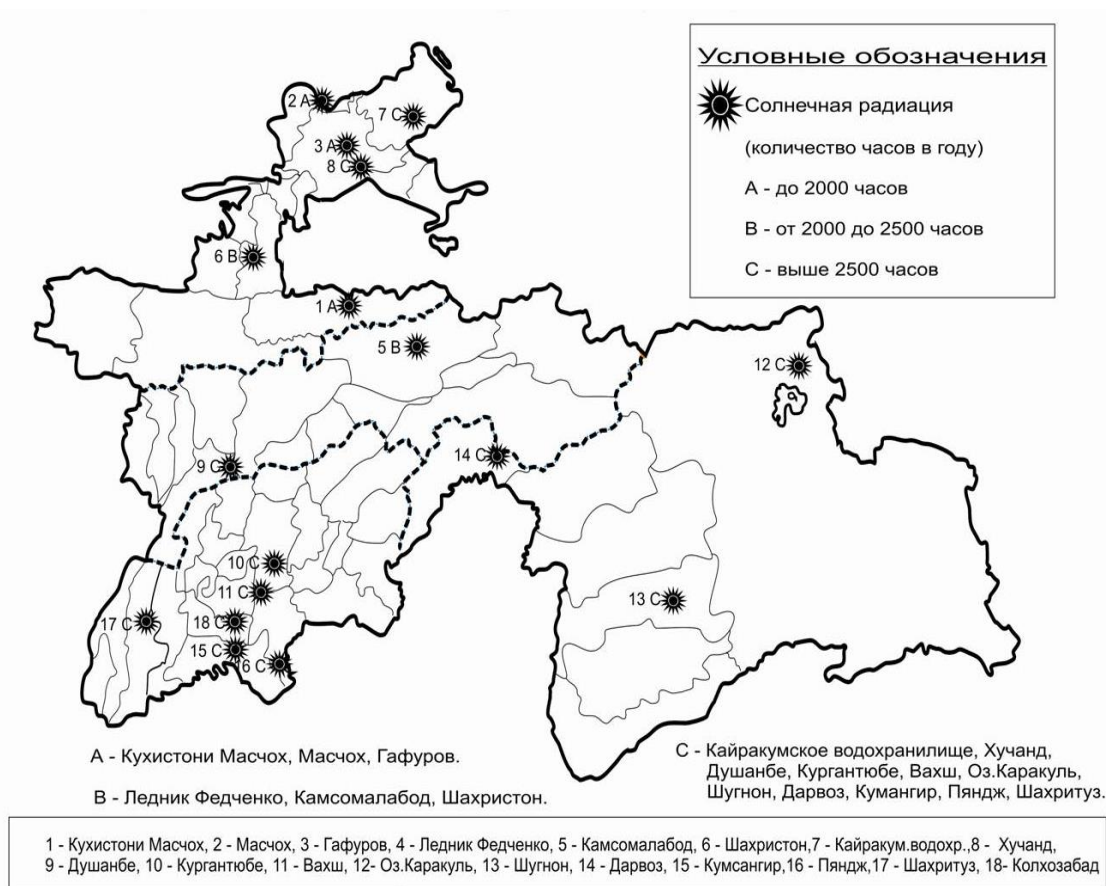
часть. Для примера можно привести Санободский участок реки Пяндж, известный на геологической карте Памира как Рушанский порог, где река за 2,5 км резко падает в низ, на 110 м. Здесь, по многолетним наблюдениям за стоком реки Пяндж (гидропост Шидз, функционирует с 1961 года) среднемноголетний расход воды составляет  $650 \text{ м}^3/\text{с}$ . Следовательно, при использовании такого напора, можно получить в среднем 560 МВт мощности в секунду и около 5 млрд. кВт·час электроэнергии ежегодно. Таких участков насчитывается около десятка по верхнему течению р. Пяндж и столько же по ее крупным притокам.

При использовании гидроресурсов, весьма важен экологический фактор. Возведение ГЭС в большинстве ситуаций, осуществляется путём строительства водохранилищ, которые зачастую оказывают отрицательное воздействие на экологическую ситуацию, изменяя ряд воздействий на природные характеристики. Таким образом, можно судить об обоснованности образования новой, наиболее узкой и трудной категории гидроэнергетических ресурсов—экологически оптимальной части. Кроме того, в условиях современных тенденций изменение климата (потепления) уязвимость ГЭС увеличивается с точки зрения их водообеспеченности.

### **1.2.2. Потенциал солнечной энергии**

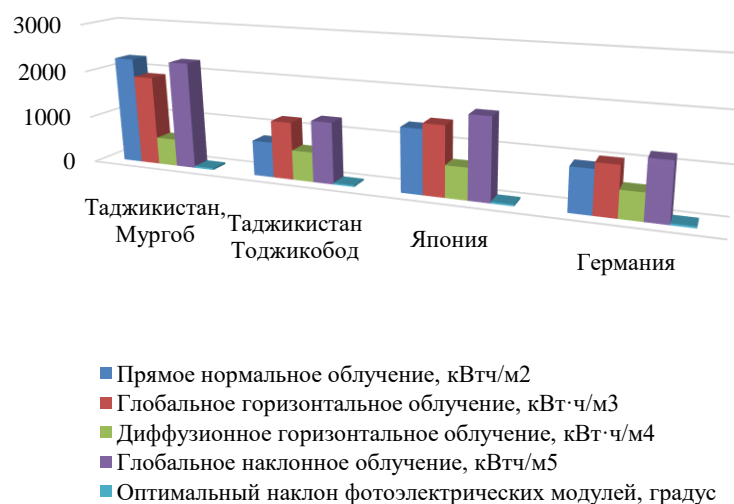
Территория Таджикистана представляет собой регион с хорошим радиационным режимом, но при этом необходимо отметить, что на уровень солнечной радиации, в разных регионах страны существенно влияют рельеф местности и высота расположения над уровнем моря. Южные регионы страны ( $32\text{-}42^{\circ}$ сев, ш.) обладают длительным сиянием солнца (см. рис 1.15). Среднегодовая интенсивность солнечного излучения варьируется от 2087 до 3166 часов в год. В зимние дни солнце встаёт над горизонтом до 28 градусов, а в летние дни – до 75 градусов. На территории Республики Таджикистан среднегодовая суммарная солнечная радиация достигает  $151 \text{ Ккал}/\text{см}^2$  в северной части и до  $176 \text{ ккал}/\text{см}^2$  в восточной части. При ясном небе

среднегодовое значение солнечной радиации составляет 182,9 - 223,9 ккал/см<sup>2</sup> [3, 4-А, 22-А].



**Рисунок 1.15 – Карта длительности радиации солнца в регионах РТ согласно [4]**

Глобальное горизонтальное облучение в республике не равномерно и самое максимальное наблюдается в районе «Мургаб» 1888,4 кВт час/м<sup>2</sup> а минимальное в районе «Годжикобод» 1205,1 кВт час/м<sup>2</sup>. В Таджикистане, по сравнению с развитыми по использованию солнечной энергии странами, наблюдается высокий уровень солнечной радиации. Параметры солнечной радиации согласно «Solar map» для регионов РТ и сравнение их с параметрами в развитых по использованию солнечной энергии странами приводится на рисунке 1.14.



\*Составлено автором на основании [1]

### Рисунок 1.14 – Параметры солнечной радиации согласно «Solar map» для регионов РТ и развитых стран

Географическое расположение РТ на севере субтропической зоны и незначительное значение затмения неба облачностью, характеризуют большую величину радиации солнца и относительно большую продолжительность солнечного сияния. В высокогорных местностях страны количество бессолнечных дней варьируется в пределах 50-54.

Нужно отметить, что интенсивность прямой солнечной радиации, падающей на перпендикулярную к лучам поверхность ( $S$ ), существенно зависит от высоты объекта над уровнем моря (см. рис. 1.16а, б), и чем выше массив находится над уровнем моря, тем больше интенсивность солнечной радиации.

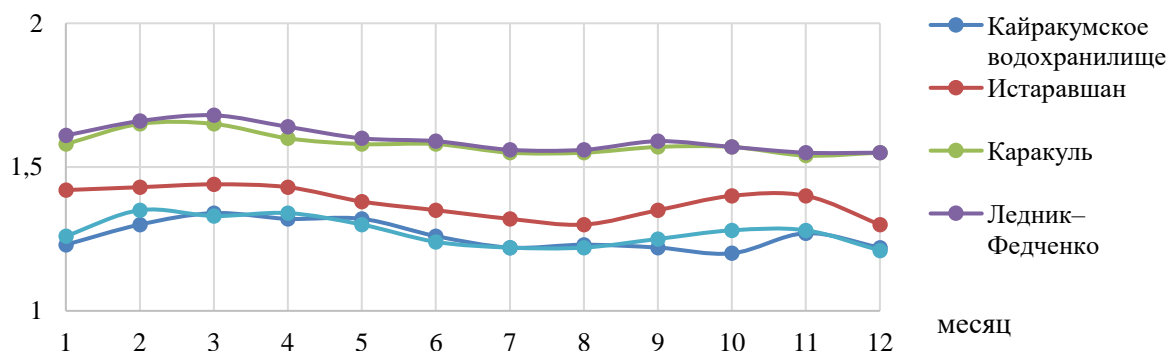
Существуют различные способы использования солнечной энергии, которыми являются:

1. преобразование солнечной энергии в тепловую энергию;
2. преобразование солнечной энергии в тепловую, а затем в электрическую
3. преобразование солнечной энергии в электрическую
4. биологические
5. химические

В условиях РТ, в настоящее время, наибольшее развитие имеет использование солнечной энергии для получения теплоты.

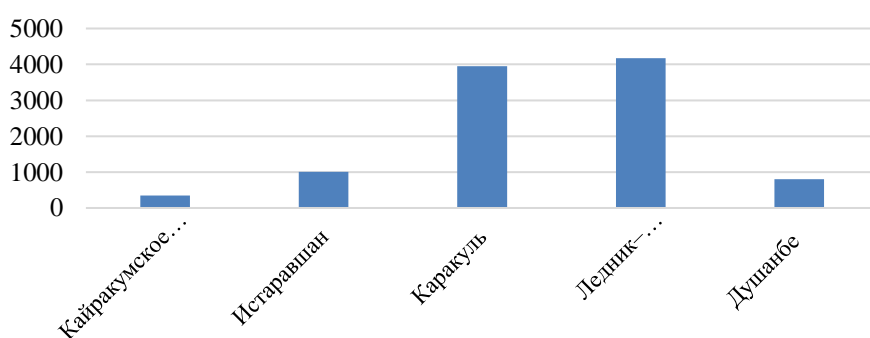
В условиях Республики, в некоторых горных местностях, из-за наличия небольших гидроэнергетических ресурсов, а также технической сложности и большой стоимости строительства линии электропередачи, современные солнечные установки с новыми передовыми технологиями для производства электроэнергии становятся экономически эффективными по сравнению с другими источниками энергии. Например, стоимость 1 кВт установленной мощности малой ГЭС в этих районах достигает 4500-6500 долл. США, тогда, как для такой же мощности солнечной установки требуется 2500-3000 долл. США [40 – 43].

Среднее значение интенсивности прямой солнечной радиации на перпендикулярную поверхность (кал/см<sup>2</sup>мин)



а)

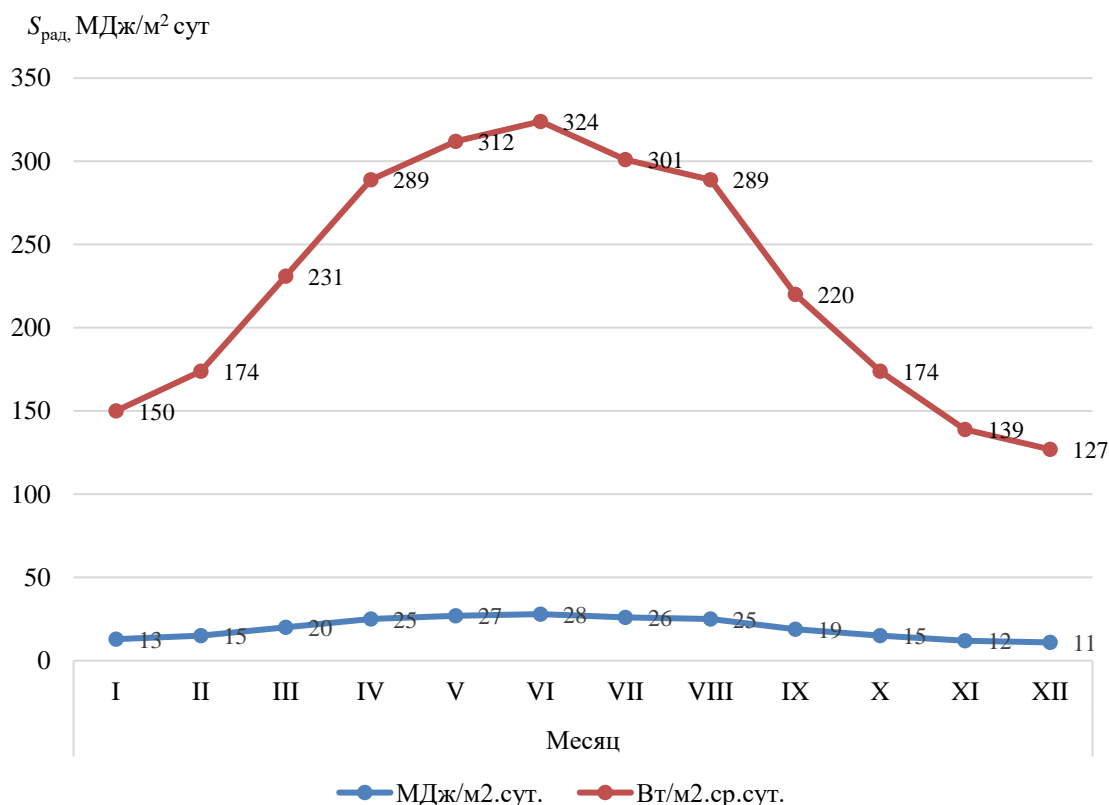
Выс.над.уров. моря, м



б)

**Рисунок 1.16 – Солнечная радиация в РТ: а) среднемесячное значение солнечной радиации в разных районах РТ; б) высота расположения предполагаемых солнечных электростанций над уровнем моря**

Солнечная радиация в ясный день на средней широте (39°с.ш.) РТ приводится на рис. 1.17 [3, 4-А].

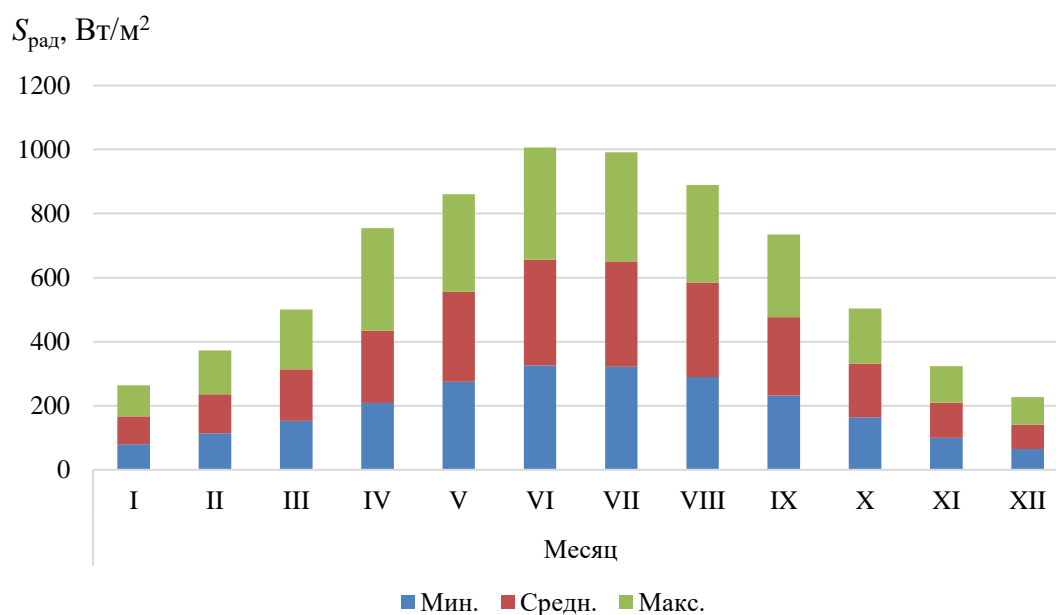


**Рисунок 1.17 – Солнечная радиация на средней широте РТ**

Согласно рис. 1.17 среднее значение солнечной радиации в сутки при ясной погоде для средней широты РТ приблизительно равно 228 Вт/м<sup>2</sup>.

Вышеприведённые данные подтверждаются результатами измерений на гидрометеостанциях (рис. 1.18).

Согласно рис. 1.18 среднее значение мощности солнечной энергии на единицу площади приблизительно равно 202,2 Вт/м<sup>2</sup>. Учитывая площадь республики 141,4 тыс. км<sup>2</sup>, можно грубо подсчитать среднюю годовую суммарную мощность на общую площадь территории РТ, которая составит 28 591 080 МВт. Эту мощность полностью использовать технически невозможно, учитывая рельеф республики, так как из общей площади РТ 93% составляют горные массивы. Если применить солнечные панели на равнинах, которые составляют приблизительно 7%, то можно определить мощность для равнинной части, что составит более 2 ТВт [44 – 46].



\*Составлено автором на основании [1]

**Рисунок 1.18 – Данные гидрометеостанций по солнечной радиации в населённых пунктах РТ**

Солнечная энергия в республике экономически конкурентоспособна с гидроэнергией, в условиях дефицита электроэнергии, за счёт сезонных изменений. Исследованные ресурсы солнечной энергии в РТ оцениваются [3]: валовой потенциал – 1,8 ТВт; технический потенциал – 1,8 ГВт; экономически целесообразный потенциал – 0,6 ГВт.

### 1.2.3. Ветроэнергетические ресурсы

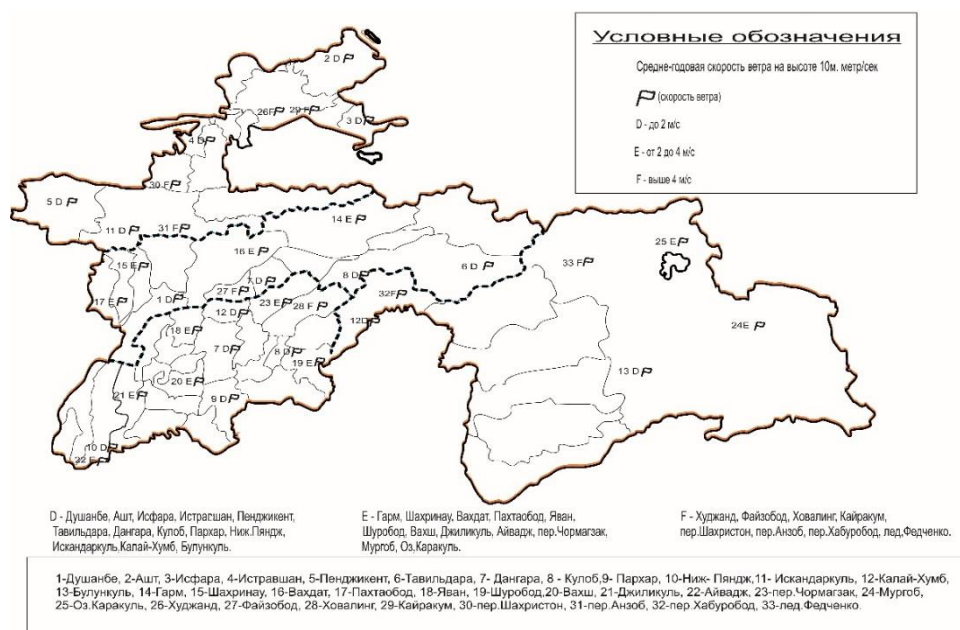
На территории Республики Таджикистан не наблюдаются большие и ураганные ветровые скорости (рис. 1.19, географическая карта Таджикистана). Кроме того, ветровым проблемам за время существования Таджикистана, с учетом советского периода, было уделено очень малое внимание, т.е. ветровые источники энергии остаются практически не изученными.



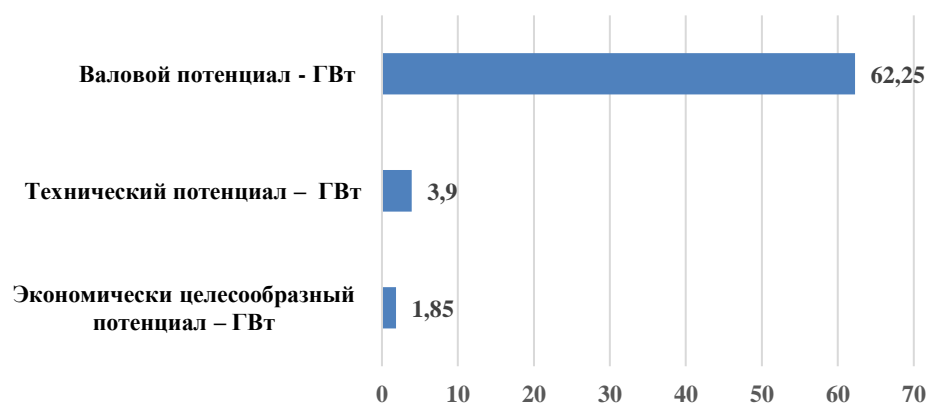
**Рисунок 1.19 – Географическая карта Таджикистана по ВИЭ**

Потенциал энергии ветра в РТ распределен крайне неравномерно, по сравнению с потенциалами ГЭ и СЭ ресурсы ВЭ сильно уступают. Однако, имеются отдельные территории, где наблюдаются приемлемые для энергетического использования скорости ветра. На карте, которая приведена на рисунке 1.19, указаны благоприятные районы страны по использованию энергии ветра. На рисунке 1.20 приводится карта РТ, где указана скорость ветра по регионам на высоте 10 метров, которая находится в пределах 0,9-4,8 м/с.

По сравнению с гидроресурсами, ветроэнергетика в РТ не конкурентна, но может в перспективе использоваться, в зависимости от географических и социально-экономических соображений. Экономический потенциал ветроэнергетики в республике составляет 50% от технически возможных, то есть 16,85 млрд. кВт·ч/год или 1,93 ГВт по установленной мощности ветроэлектростанции [47, 48].



**Рисунок 1.20 – Карта среднегодовой скорости ветра на высоте 10 метров [4]**



**Рисунок 1.21 – Ресурсы ветровой энергетики в РТ**

В настоящее время, на территории Таджикистана имеет место единичная практика использования ветроэнергетических установок только в частных целях. Были разовые малоэффективные попытки использования ветроэнергетических установок на высокогорных перевалах, для обслуживания гидрометеорологических станций [49–51].

#### **1.2.4. Вклад Таджикистана в мировые усилия по смягчению последствий изменения климата**

Проблемы, связанные с изменением климата, являются одной из важнейших и актуальных проблем, которые предстоит решать мировому сообществу в глобальном масштабе. В этом плане, все страны мира должны



вносит свой вклад в совместные усилия, в мероприятия, направленные на уменьшение последствий, связанных с изменением климата. Проблемы, связанные с изменением климата, актуальны и для Таджикистана, который вносит свой посильный вклад в мировые усилия в борьбе с этими явлениями.

Таджикистан, как и все страны мира, так же имеет проблемы с отдельными вызовами, из-за воздействий изменения климата. Здесь наблюдается увеличение температуры, снижение количества осадков, что в свою очередь влияет на сельское хозяйство, водные ресурсы и экосистемы. Актуальность проблемы заключается в том, что изменения климата могут привести к угрозам для продовольственной безопасности, повышению риска природных бедствий и обострению социально-экономических проблем.

Таджикистан осознает важность своего вклада в глобальные усилия по борьбе с изменением климата и активно участвует в международных конвенциях и соглашениях. Одним из ключевых моментов стало подписание и ратификация Таджикистаном Парижского соглашения. В этом соглашении устанавливаются для всех стран обязательства, которые связаны с мероприятиями, направленными на снижение выбросов парниковых газов и ограничения глобального потепления. Республика Таджикистан ведет активную работу по участию в региональных программах, связанных с мероприятиями, влияющими на демпфирование влияния изменения климата. В частности, страна участвует в Центрально-Азиатском региональном проекте по адаптации к климатическим изменениям (CAMP4ASB), который ориентирован на разработку и внедрение стратегий по адаптации в сельском и водном хозяйствах.

Особое внимание Таджикистан уделяет вопросам устойчивого управления водными ресурсами, учитывая их критическую роль в регулировании климата и поддержании экологического баланса не только в стране, но и в целом по региону Центральной Азии. Страна активно сотрудничает с международными организациями, такими как Всемирный банк и Международный фонд по сохранению природы (WWF) в реализации

проектов по эффективному управлению водными ресурсами и улучшению инфраструктуры.

Кроме того, Таджикистан принимает участие в программе "Энергия для устойчивого развития" и нацелен на увеличение доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны. Это позволит не только сократить выбросы парниковых газов, но и обеспечивать энергетическую устойчивость страны в условиях изменения климата. Таджикистан, как часть глобального сообщества, также активно участвует в работе по достижению Целей устойчивого развития, связанных с климатом. Это включает в себя усилия по обеспечению чистой водой и санитарией, борьбе с бедностью и нехваткой продовольствия, что может способствовать смягчению негативных последствий изменения климата.

Развитие и внедрение нетрадиционных источников энергии в Таджикистане является одним из главных направлений в области энергетики, а также в плане глобальных усилий стран мира в проведении мероприятий направленных на снижение выбросов парниковых газов и борьбе с изменением климата. В этом контексте реализация Национального плана Республики Таджикистан, направленного на полное использование потенциала нетрадиционных источников энергии играет важную роль. Таджикистан, обладая значительным потенциалом в области гидроэнергетики и солнечной энергии, стремится к диверсификации генерирующих мощностей своего энергетического комплекса и снижению зависимости от традиционных источников энергии, таких как уголь и газ. Эта стратегия основана не только на стремлении к экономической эффективности, но и на понимании важности уменьшения негативного воздействия выбросов парниковых газов на окружающую среду.

Одним из ключевых элементов национального плана по «зелёной» энергетике Таджикистана, является увеличение использования гидроэнергетического потенциала страны. Реки и водохранилища, присутствующие в стране в изобилии, предоставляют отличную возможность

для строительства гидроэлектростанций. Проекты, такие как Рогунская гидроэлектростанция, являются важными шагами в этом направлении. Эта станция, когда будет завершено её строительство, сможет, вырабатывая значительное количество чистой энергии, содействовать снижению выбросов парниковых газов во всем регионе Центральной Азии.

Солнечная энергия также становится одним из направлений развития «зелёной» энергетики в Таджикистане. Благоприятные климатические условия, характерные для нашей страны, делают солнечные технологии весьма перспективными. Внедрение солнечных батарей и солнечных ферм способствует дополнительному снижению использования традиционных источников энергии, а также сокращению выбросов парниковых газов.

Научные исследования и разработки в области энергосберегающих технологий также важны для национального плана развития «зелёной» энергетики Таджикистана. Инновационные подходы к энергопотреблению, эффективные технологии хранения энергии и улучшенные системы передачи электрической энергии играют решающую роль в обеспечении устойчивости и эффективности «зелёной энергетики».

Важным аспектом борьбы с последствиями изменения климата, в рамках национального плана Таджикистана, является содействие устойчивому развитию. Энергетическая эффективность и переход к «зелёным» технологиям не только снижают выбросы парниковых газов, но и способствуют улучшению качества жизни граждан. Создание новых рабочих мест, развитие инфраструктуры и повышение социальной ответственности являются аспектами, интегрированными в стратегию развития «зелёной» энергетики.

Однако, несмотря на значительные усилия в развитии «зелёной» энергетики, Таджикистан сталкивается с определенными вызовами. Это недостатки финансирования, технологические ограничения и необходимость в согласованных усилиях со стороны международного сообщества, которые требуют дополнительных решений для успешной реализации национального плана.

Развитие «зелёной» энергетики в Таджикистане и борьба с выбросами парниковых газов, занимают одно из ключевых векторов в стратегии устойчивого развития страны. Национальный план Таджикистана по «зелёной» энергетике определяет курс на будущее, включая в себя использование гидро, ветровой и солнечной энергии, научные исследования и обеспечение социальной устойчивости. Продолжение усилий в этом направлении содействует не только экологической устойчивости страны, но и глобальному снижению негативного воздействия человечества на окружающую среду.

Таджикистан играет значимую роль в глобальных усилиях по смягчению изменения климата. Страна не только осознает актуальность проблемы, но и активно принимает участие в международных инициативах, стремясь к устойчивому развитию и проведению природоохранных мероприятий, стремясь использовать весь потенциал ресурсов ВИЭ Таджикистана.

### **1.3. Барьеры в освоении потенциала ВИЭ в РТ**

#### **1.3.1. Анализ реализации программы развития малой гидроэнергетики Таджикистана**

Распад СССР в 1991 году, привел ко многим необратимым процессам в экономике стран постсоветского пространства. Произошел распад единой энергосистемы Советского Союза, в том числе произошла самоликвидация Объединенной энергетической системы (ОЭС) Средней Азии с центром в г. Ташкенте, в состав которой входила энергосистема Таджикской ССР.

Электроэнергетическая система Таджикистана, за исключением Горно-Бадахшанского электрического узла, единая централизованная. Отличительной особенностью энергосистемы Таджикистана является то, что из 6,557 ГВт установленной мощности энергосистемы, 92% приходится на долю ГЭС, которые генерируют около 92 % суммарной генерации электроэнергии в Республике. Другая специфика системы заключается в том,

что свыше 97 % мощностей всех ГЭС расположены на реке Вахш и построены по каскадному методу. Также необходимо отметить, что Нурекская ГЭС располагает водохранилищем сезонного регулирования и была построена, в первую очередь для удовлетворения ирригационных потребностей и функционировала исключительно по жестким правилам бывшего Министерства водного хозяйства СССР. Теперь исходя из национальных целей, она технологически находится в подчинении Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Барки Точик» и выполняет только энергетические функции. Электрическая связь между процессами производства и потребления осуществляется по высоковольтным линиям электропередачи классов напряжения 110, 220 и 500 кВ. В структуре потребления электроэнергии доминирующая роль принадлежит коммунальному хозяйству.

Другой отличительной особенностью электроэнергетической системы Таджикистана является то, что она, не обеспечивает потребности отраслей народного хозяйства Таджикистана в электроэнергии, из-за низкой обеспеченности гарантированной мощности генерирующих мощностей. В зимний период в течение 3-4 месяцев до 2016 года 80% населения республики имело ограниченный доступ к потреблению электроэнергии. Многочисленные отдаленные высокогорные населенные пункты, после распада советского государства, с закрытием дизельных установок не имеют доступа к электроэнергии уже много лет.

Распад единой энергосистемы СССР привел к тому, что Республика Таджикистан, в сфере электроснабжения столкнулась с большими трудностями. Если во времена СССР дефицит мощности покрывался за счет перетоков мощности из объединённой энергосистемы, то независимое государство РТ должно было само обеспечивать производство необходимого количества электрической энергии для потребителей. Производственные энергетические мощности РТ не могли, а также, по настоящий момент не могут обеспечивать выработку электрической энергии в полной мере. По этой

причине, с 90-х годов 20-го века и по настоящий момент практикуются веерные отключения, из-за дефицита мощности, который в настоящий момент достигает до 5 миллиардов кВт·ч в год.

То есть энергетическая система Таджикистана не в состоянии удовлетворять потребности промышленности и населения, особенно в зимний период.

В результате поисков, Правительство страны решило использовать наработки передовых государств в сфере использования нетрадиционных источников энергии. Было принято решение использовать весь потенциал ВИЭ, которым обладает Таджикистан. Для этого, на законодательном уровне, были приняты программы по развитию энергоустановок с использованием ВИЭ.

Исходя из объективных условий, учитывая большой гидропотенциал республики, приоритетное направления было отдано развитию малой энергетике, которая могла улучшить электроснабжение отдельных высокогорных районов РТ.

В целях осуществления принятых решений был создан в 2006 году государственный «Центр управления проектами электроэнергетического сектора». Центр должен был осуществлять координацию всех проектов электроэнергетического сектора, при различных источниках финансирования (государственные, иностранные и прочие инвестиции).

Была подготовлена программа развития на 2007 – 2020 годы, а впоследствии, после корректировки «Долгосрочная программа строительства малых электростанции на период 2009 – 2020 годы» [36]. Это программа состояла из трёх этапов:

- I этап на период 2009 – 2011 гг.;
- II этап на период 2012 – 2015 гг.;
- III этап на период 2016 – 2020 гг.;

В соответствии с этой программой необходимо было построить 189 гидроэлектростанций (МГЭС), общая установленная мощность, которых составляет 103,18 МВт, а ориентировочная стоимость 123134 млн.\$.

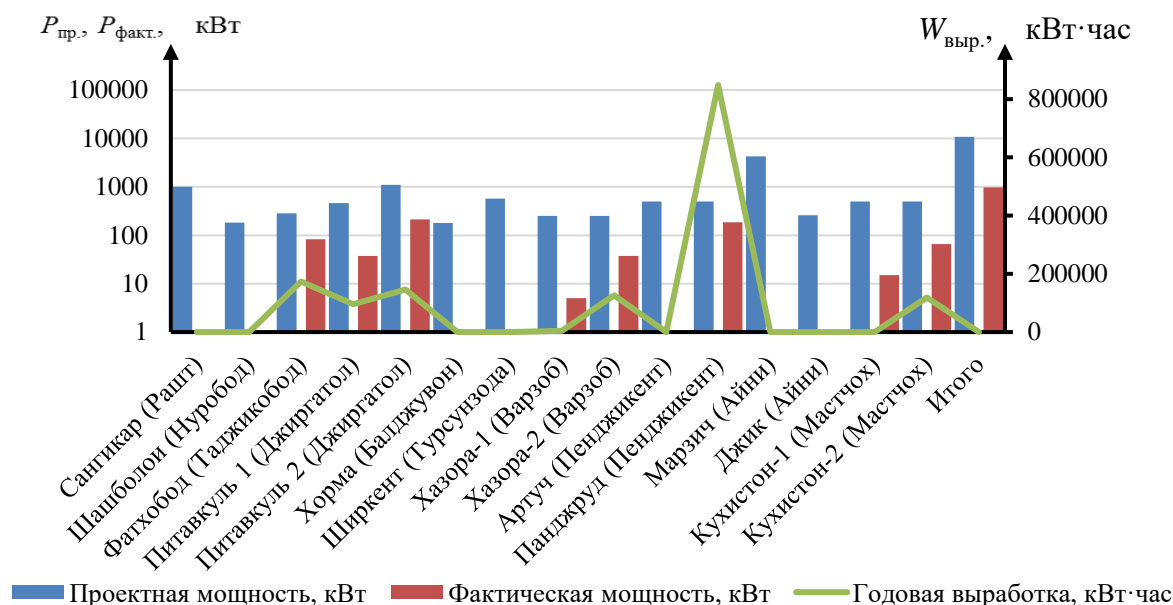
Перечень МГЭС предусмотренных Программой на 2016 – 2020 годы приведен в таблице П.1.5.

В итоге реализации долгосрочной программы на 2009 – 2020 гг. построены 247 малых и мини ГЭС, суммарная мощность, которых составила около 50 МВт. При этом с 1997 по 2009 годы, в Горно-Бадахшанской Автономной Области были построены 57 электростанций [37 – 40].

На сегодняшний день более 80 % - ов этих электростанций не функционируют по различным причинам, а также на многих полностью демонтировано оборудование. Аналогичная ситуация сложилось и на МГЭС, построенных в северной и центральной частях республики, где половина из этих электростанций не функционируют, а у других вырабатываемая мощность не превышает 10 % номинального значения (рисунок 1.22).

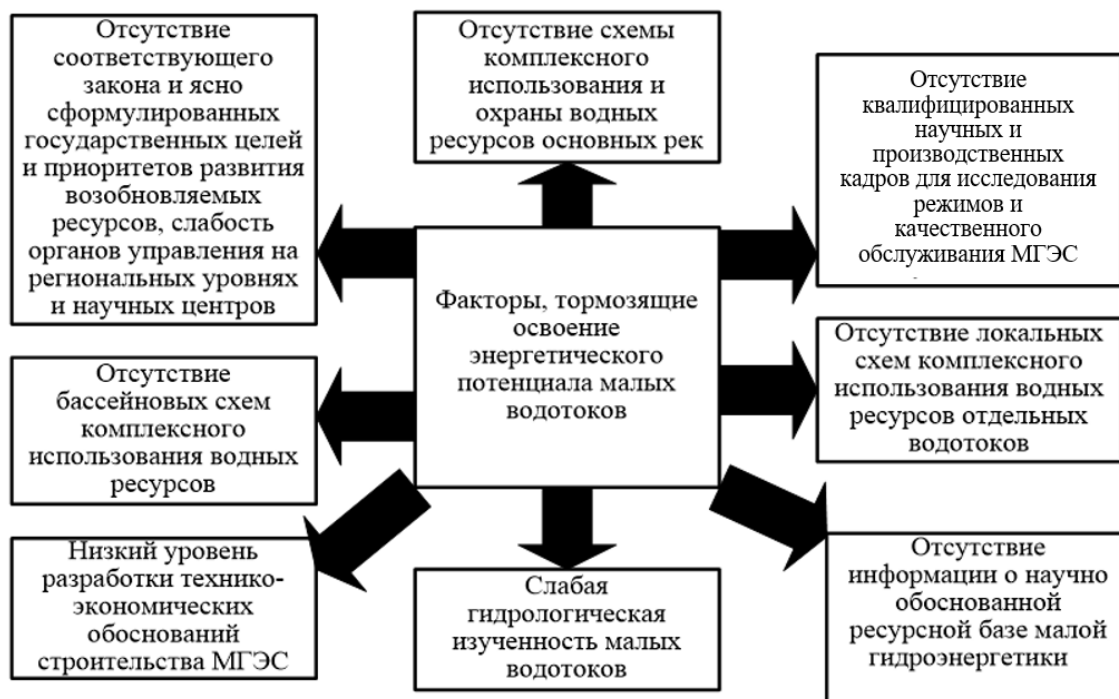
Как видно из рисунка 1.22, суммарная годовая выработка электроэнергии на этих станциях составляла всего 3 464 660 кВт·ч против 95 054 760 кВт·ч потенциальной возможности рассматриваемых малых ГЭС. Такие низкие показатели построенных малых ГЭС в Таджикистане свидетельствуют о наличии комплекса объективных и субъективных технических недоработок, и упущений при проектировании, строительстве и эксплуатации этих источников электроэнергии.

Обзор, подробное изучение и анализ законченных и уже реализованных технических проектов малых ГЭС в Таджикистане, а также интервью с высококвалифицированными экспертами в области проектирования, строительства и эксплуатации гидроэнергетических объектов показали, что на всех стадиях реализации проектов имели место серьёзные технические ошибки, которые привели к большим проблемам при эксплуатации функционирующих генерирующих энергетических объектов (ЭО).



**Рисунок 1.22 – Малые ГЭС, построенные в северном и центральном регионах РТ**

Факторы, тормозящие освоение гидроэнергетического потенциала малых водотоков, которые стабильно повторяются в последние годы, приведены на рисунке 1.23.



**Рисунок 1.23 – Факторы, тормозящие гидроэнергетическое освоение малых водотоков**



Устранение факторов, отрицательно влияющих на развитие малой гидроэнергетики, позволит обеспечить долгосрочную и эффективную работу МГЭС.

### **1.3.2. Проблемы использования гидроэнергетических ресурсов рек, расположенных в высокогорье (2500 м и выше) в зимний период**

Многолетняя практика эксплуатации гидроэнергетических объектов, в особенности малых ГЭС, расположенных в отдаленных высокогорных районах Таджикистана, где господствуют суровые климатические условия, показывает, что большинство рек Таджикистана, расположенных на отметках выше 2500 м над уровнем моря, несколько месяцев в году находятся подо льдом, а некоторые даже замерзают.

Формирование ледяного покрова на реках, установление ледостава существенно влияют на расчет и выбор параметров при проектировании, и на режим эксплуатации гидроэнергетических объектов. В качестве примера, рассмотрим использование установленных мощностей ( $N_y$ ) и изменения производительности действующих МГЭС в зимний период (таблица 1.1).

Как видно из данных таблицы 1.1, МГЭС, у которых установленная мощность незначительна, снижение вырабатываемой мощности, в основном, больше, чем у мощных МГЭС. Например, МГЭС Хазора-1: проектная мощность 250 кВт, падение на 68%, а МГЭС Марзич: проектная мощность 4299 кВт, падение на 7%. Данные приведены усреднено за период эксплуатации вышеуказанных МГЭС.

В борьбе против влияния ледовых явлений существуют достаточно эффективные способы, один из которых, это использование аккумулятивной солнечной тепловой энергии воды водохранилищ. Они широко известны, подробно изложены в технической литературе и успешно внедрены на действующих объектах, в частности, на ГЭС Памир - 1 в Таджикистане [107], где используется эффект использования части стока озера Яшилькуль для увеличения гарантированной мощности ГЭС Памир - 1.

Суть эффекта заключается в том, что используется часть объема воды озера Яшилькуль, находящегося на расстоянии 192 км от ГЭС Памир-1, при этом забор воды из водовыпускного устройства озера Яшилькуль осуществляется из глубины, под льдом, толщина, которого в зимний период достигает одного метра.

Таблица 1.1

Изменение производительности действующих МГЭС в зимний период

№	Наименование	Проектная мощность, кВт	Реальная зимняя мощность, кВт	Снижение вырабатываемой мощности, %
1.	Сангикар	1006	500	50,3
2.	Шашболои	183	100	45,4
3.	Фатхобод	282	150	46,8
4.	Питавкуль 1	460	300	34,8
5.	Питавкуль 2	1104	600	45,7
6.	Хорма	180	5	97,2
7.	Ширкент	576	50	91,3
8.	Хазора-1	250	80	68,0
9.	Хазора-2	250	100	60,0
10.	Аргуч	500	200	60,0
11.	Пачруд	500	200	60,0
12.	Марзич	4299	4000	7,0
13.	Дичик	260	200	23,1
14.	Кухистон-1	500	150	70,0
15.	Кухистон -2	500	150	70,0
	ИТОГО	10 851	4986	

Проанализировав все обстоятельства, можно считать, что причиной появления эффекта является использование аккумулированной солнечной тепловой энергии в объеме воды естественного озера Яшилькуль, которая становится главным фактором изменения температурного режима реки Гунт, и как следствие, повышение эффективности использования  $N_y$  станции в зимний период.

Эффект от использования стока воды озера Яшилькуль очень заметный. Достаточно отметить, что ГЭС Памир-1 за счет использования воды из озера

увеличила свою зимнюю гарантированную мощность до 21 МВт, при установленной мощности 28 МВт. При этом, за 9 лет дополнительная выработка электроэнергии за 4 зимних месяца составила свыше 180 млн. кВт.ч.

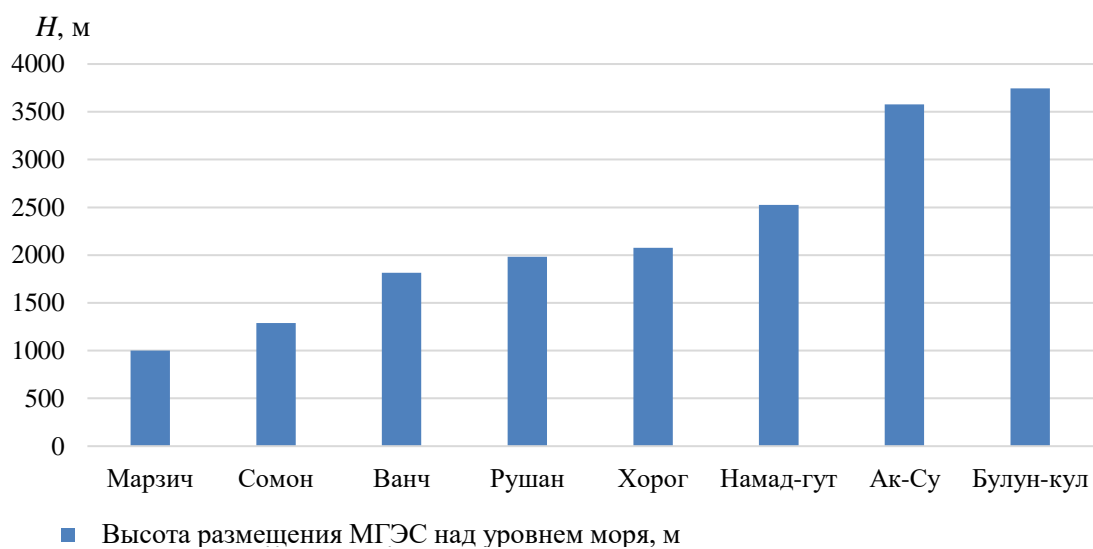
Классический пример, который имеет огромное значение для всей ГБАО кардинально изменив температурный режим реки Бартанг и при этом значительно смягчил зимние температуры воздуха в населенных пунктах, расположенных по обоим берегам в долине реки, является озеро Сарез. До появления озера в феврале 1911 году, в результате сильного землетрясения, река Бартанг замерзала до своего устья. Сегодня река Бартанг не только не замерзает сама, но и несет огромное количество тепла, запасенного в озере Сарез для главной реки Таджикистан - реки Пяндж, куда она впадает.

Таким образом, значение эффекта от использования тепловой энергии, аккумулированной в водной среде от солнечной радиации в естественных и искусственных водоемах огромно для всех направлений человеческой деятельности, в том числе для повышения эффективности использования гидроэнергетических ресурсов рек и водотоков, протекающих в суровых климатических условиях, на высоких отметках свыше 2500 м над уровнем моря.

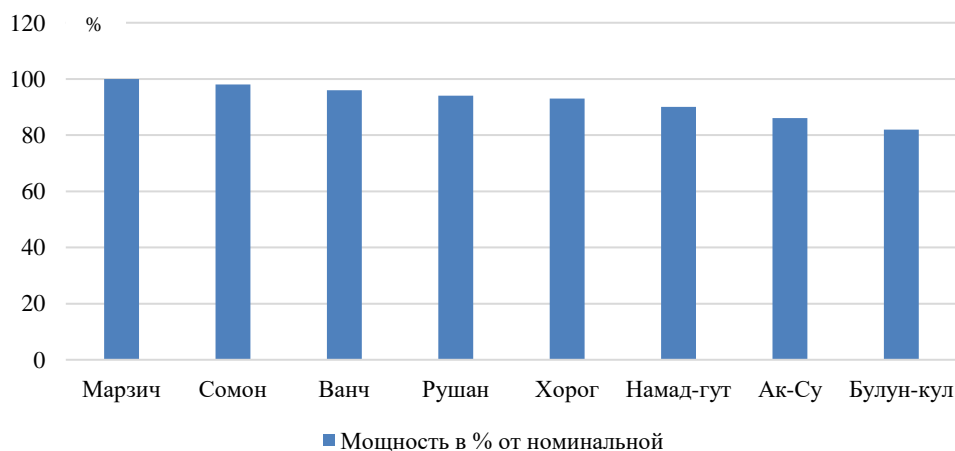
Таким образом, можно сказать, что такой эффект можно использовать, для разных типов малых ГЭС. Например, на реках уклоны, которых малы, концентрация гидроэнергии выполняется главным образом по плотинной схеме, в которой разность уровней между верхним и нижним бьефами, определяющая напор ГЭС, создается этой плотиной. При этом образуется водохранилище с определенной емкостью, зависящей от топографических характеристик местности, где планируется строительство малой ГЭС, в котором при наполнении водохранилища до полного объема одновременно аккумулируется тепловая энергия от солнечной радиации.

### 1.3.3. Влияние высоты размещения энергокомплекса с неоднородной структурой над уровнем моря на эффективность генерирующих мощностей

Высота расположения малой ГЭС также влияет на выдачу номинальной мощности. В зависимости от высоты расположения МГЭС над уровнем моря, выдаваемая мощность снижается линейным образом, что иллюстрируется рисунком 1.24. С увеличением высоты над уровнем моря, воздух становится более разреженным и его охлаждающие способности ухудшаются, что будет влиять на работу генераторов МГЭС, в большинстве своём имеющих воздушную систему охлаждения.



a)

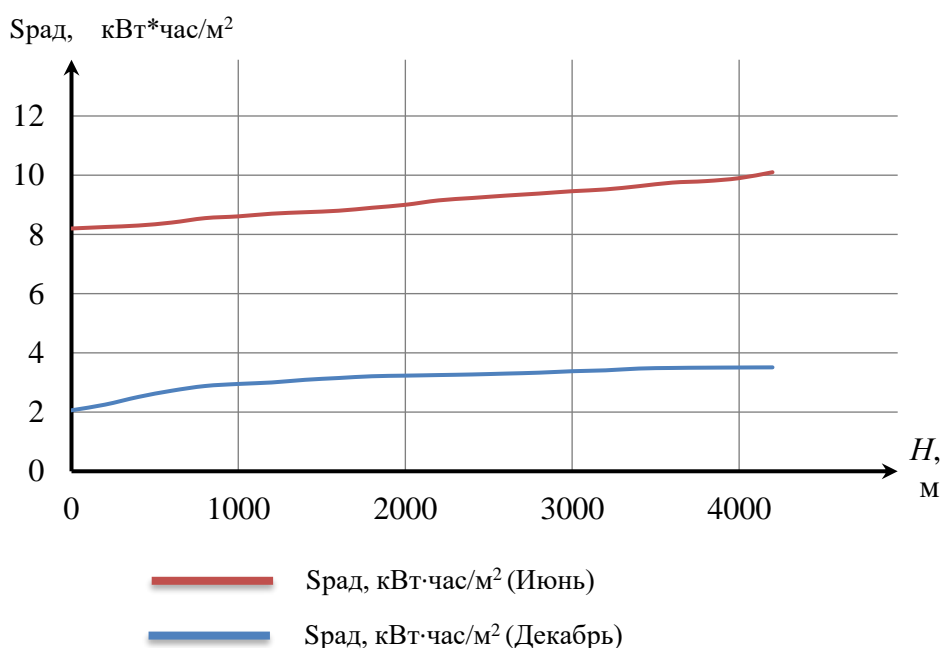


б)

Рисунок 1.24 – Высота размещения МГЭС РТ над уровнем моря (а) и снижение мощности генераторов в зависимости от высоты (б)

Как видно из графика, приведенного на рисунке 1.24, с увеличением высоты расположения МГЭС наблюдается снижение её мощности примерно на 18 % от номинального значения [З-А]. Аналогичная зависимость имеет место и на ВЭС. Другими словами, если мощность малой гидроэлектростанции и ветровой электростанции на условной высоте 800 метров над уровнем моря (город Душанбе) в относительных единицах принять равной 1 (о.е.), тогда мощность на высоте 3800 метров (ГБАО) уменьшается до 0,82 о.е.

Динамика изменения солнечной радиации, в зависимости от высоты расположения над уровнем моря, приведена на рисунке 1.25. Как видно из рисунка, максимальное значение солнечной радиации наблюдается на высоте 4200 метров над уровнем моря, которое в зимний период (декабрь) составляет 3,51 кВт·час/м<sup>2</sup>, а в летний период (июнь) – 10,1 кВт·час/м<sup>2</sup>.



**Рисунок 1.25 – Изменение солнечной радиации от высоты над уровнем моря**

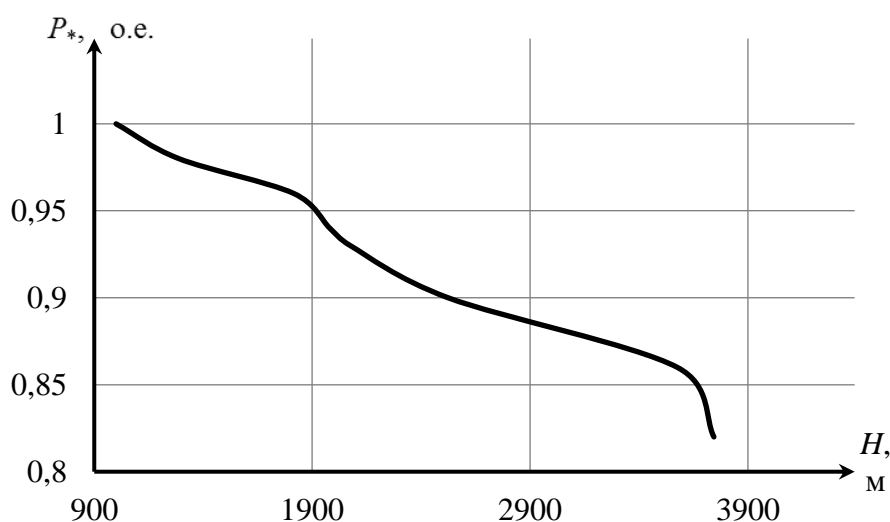
При проектировании СЭС, ВЭС и МГЭС в составе ЭКНС необходимо учитывать все факторы, которые влияют на генерируемую мощность этих электрических станций и соответственно на баланс мощности.

Для СЭС с увеличением высоты солнечная радиация (рисунок 1.26) увеличивается. Например, если солнечные панели на высоте 800 метров генерируют 1 относительную единицу, то мощность этих же панелей на высоте 3800 метров в зимний период увеличивается до 1,215 о.е. [3-А].

Выше изложенное предопределяет необходимость при выборе мощности генераторов СЭС, ВЭС и МГЭС учета коэффициента высоты, определяемого как отношение базовой генерируемой мощности (источник расположен на высоте 800 м) и генерируемой мощности на высоте  $H$ . Для правильной оценки сравнения приводим размещение электрических станций на высоте 800 метров (г. Душанбе) и 3800 метров (ГБАО). Зависимость генерируемой мощности СЭС от высоты расположения характеризуем с помощью коэффициента высоты, который определяется как отношение значения солнечной радиации соответственно на высотах размещения  $H$  и 800 м. Таким образом, формулу для определения коэффициента высоты для СЭС можно написать в следующем виде:

$$k_{\text{выс}}^{\text{СЭС}} = \frac{S_{\text{рад.}}^H}{S_{\text{рад.}}^{800}} \quad (1.1)$$

где,  $S_{\text{рад.}}^{800}$  – радиация на высоте 800 метров в кВт·час/м<sup>2</sup>;  $S_{\text{рад.}}^H$  – радиация на высоте  $H$  в кВт·час/м<sup>2</sup>.



**Рисунок 1.26 – График изменения генерируемой мощности СЭС от высоты расположения станции**

## **Выводы по первой главе**

1. Произведена оценка ресурсов возобновляемых источников энергии (гидропотенциал, потенциалы солнечной и ветровой энергии) мира.

2. Произведена оценка ВИЭ Республики Таджикистан, с учётом её географически-климатических особенностей.

3. При более широком использовании потенциала генерирующих мощностей с использованием ВИЭ уменьшается воздействие на окружающую среду из-за уменьшения выбросов парниковых газов.

Систематизированы проблемы и выявлены барьеры на пути использования доступных потенциалов ВИЭ, с учётом технических возможностей, которые заключаются в следующем:

I. В республике Таджикистан за последние 10-15 лет особое внимание уделили развитию микро и малой гидроэнергетики. За указанный период были построены более 300 микро и малых ГЭС. Однако практически 80% энергетических установок оказались не пригодными для работы из-за низкого уровня проектирования, строительных работ и эксплуатации.

II. Практика эксплуатации микро и малых ГЭС показала, что в высокогорных районах, в децентрализованных системах электроснабжения, в зимний период эксплуатации, эти установки без дублирующих источников энергии не могут удовлетворять потребность населения в электроэнергии. Необходимо пересмотреть разработанные программы развития сельской электроэнергетики, с учетом других видов возобновляемых источников энергии. Например, энергии солнца, ветра, а также использование биомассы.

III. В настоящее время, в республике использование солнечной энергии ограничивается небольшими модулями производства КНР, которые нашли свое применение в освещении небольших помещений и работе мелких потребителей электроэнергии. Причина медленного развития солнечной энергетики заключается: в отсутствии высококвалифицированных специалистов в области проектирования, строительства и эксплуатации

солнечных электростанций; несовершенстве нормативно-правовой базы по генерации и реализации электрической энергии вырабатываемой ВИЭ.

IV. Ветроэнергетика Таджикистана нуждается, прежде всего, в фундаментальном изучении ресурсной базы по использованию ВЭС, а также в подготовке местных специалистов по проектированию и обслуживанию ветроэлектрических установок.



## **ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С НЕОДНОРОДНОЙ СТРУКТУРОЙ, НА ОСНОВЕ ВИЭ, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГОРЬЯ**

### **2.1. Энергетический комплекс с неоднородной структурой и целесообразность его создания в условиях высокогорья**

Как было отмечено выше, после приобретения независимости в Таджикистане возникла, острая нехватка электроэнергии, особенно в отдалённых и труднодоступных населённых пунктах, которые снабжались электроэнергией от дизельных электростанций. Подорожание дизельного топлива привело к отказу от его использования, в связи с экономической нецелесообразностью и невозможностью населения платить за дорогую электроэнергию. За промежуток более 20 лет, многие страны бывшего СССР, которое имеют, такое же географическое расположение, столкнулись аналогичной проблемой [52-55], что создало предпосылки для постепенного перехода от абсолютных взаимоотношений в сфере энергетики, к применению распределенной генерации за счёт ВИЭ и содействия частному сектору, в обновлении структуры топливно-энергетического комплекса. Как известно, в труднодоступных населенных пунктах Таджикистана началось строительство малых ГЭС, использование солнечных панелей и других устройств, финансируемых самими жителями или с помощью иностранных фондов (грантов). Одним из преимуществ этого строительства является то, что частично использовалась существующая инфраструктура распределения электроэнергии в этих населенных пунктах, построенная в Советское время [51, 54].

Так как существующие сети предназначались для работы от дизельных электростанций, то для использования вместо дизельных электростанций возобновляемых источников энергии, необходима была реконструкция существующей электроэнергетической сети. Как было подчёркнуто выше, также были построены частные МГЭС и возникла необходимость их участия на рынке, обеспечение доступа других (новых) участников ВИЭ, желающих

генерировать и транспортировать электроэнергию, а также участие ВИЭ в балансе электрической мощности в энергокомплексе.

Использование возобновляемых источников энергии является многообещающим в области энергетических технологий. В условиях Таджикистана большие электростанции менее эффективны, когда нет больших промышленных нагрузок, поэтому распределённая генерация является более привлекательной для отдалённых потребителей.

Коэффициент полезного действия малой распределённой генерации, составляет до 90%, а инвестиционная привлекательность конкурентоспособна с большими электростанциями.

На фоне существующих проблем следующие выводы, кажутся, разумны для будущего использования ВИЭ:

- Создать условия для использования существующих инфраструктур до тех пор, пока это возможно с технической и социальной точки зрения.
- Внедрение новых технологий в эксплуатацию должно соответствовать их технической, экономической и экологической безопасности.

Для наиболее выгодного способа использования существующих инфраструктур, мы должны рассматривать их как одну комплексную систему в планировании и для этого они должны объединяться в один энергетический комплекс, чтобы вырабатываемая энергия была объединяющим фактором для всех существующих игроков в энергетическом комплексе. Например, в определенное время может быть уменьшен путь передачи энергии, переместив часть энергетического потока к другой части сети и перераспределяя его в более критические точки системы.

**Определение термина «Энергетический комплекс с неоднородной структурой».** В научных трудах исследователей, статистике, нормативно-правовых документах, используются различные названия энергетического сектора страны, обеспечивающего производство, передачу и распределение

энергетических ресурсов. К ним относятся: энергетика, энергетическая инфраструктура, топливно-энергетический комплекс (ТЭК), энергетический комплекс (ЭК), углеродно-нейтральная энергетическая система (УНЭС), энергетическая система с распределенной генерацией (РЭС), гибридный энергетический комплекс (ГЭК), распределенная энергетика (РЭ), локальная электрическая система (ЛЭС), энергетическая система (ЭНС) и другие (таблица 2.1).

Как видно из определений (таблица 2.1) в большинстве из них говорится о стадиях энергетического потока: производство, передача, распределение и потребление энергии.

Таблица 2.1

Распространенные названия энергетического сектора

№	Термин	Определение	Источник
1.	Энергетика	Область хозяйственно-экономической деятельности человека, совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов. Её целью является обеспечение производства энергии путём преобразования первичной, природной энергии во вторичную, например, в электрическую или тепловую энергию. При этом производство энергии чаще всего происходит в несколько стадий.	[120]
2.	Энергетическая инфраструктура	Совокупность предприятий и вспомогательных объектов и комплексов, создающих необходимые условия для добычи, переработки, передачи и транспортировки энергетических ресурсов.	[125]
		Совокупность деятельности хозяйствующих субъектов и виды их экономической деятельности (энергетического профиля), обеспечивающие элементы выработки, передачи, транзит, импорт и экспорт энергоресурсов в определённых административно-хозяйственных территориях.	[126]
3.	Топливо-энергетический комплекс	Совокупность отраслей экономики, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топливно-энергетических ресурсов, производством, транспортировкой и распределением электроэнергии.	[123]

		Совокупность взаимосвязанных отраслей экономики, включающая государственные и негосударственные структуры, занятые в угле-, нефте-, газо-, тепло- и электроснабжающих и потребляющих системах и территориальных подсистемах.	[122]
4.	Энергетический комплекс	Энергетическая система использующая несколько источников электрической и тепловой энергии, использующими две и более различных технологий производства электроэнергии.	
5	Энергетическая система	Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.	[120]
6	Углеродно-нейтральная энергетическая система	Энергетическая система, которая на всех стадиях энергетического потока (производство, передача, распределение и потребление) использует технологии с низким и нулевым уровнем выбросов углерода.	[127]
7.	Гибридный энергокомплекс	Энергетическая система с несколькими источниками электрической энергии (генераторами), использующими не менее двух разных технологий производства электроэнергии.	[119]
8.	Энергетическая система с распределенной генерацией	Предназначена для выработки электроэнергии в непосредственной близости от локальных потребителей с учетом их специфических запросов по объемам и профилю потребления.	[120]
9.	Распределенная энергетика	Концепция развития энергетики, подразумевающая строительство потребителями электрической энергии источников энергии компактных размеров или мобильной конструкции и распределительных сетей, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть (электрическую или тепловую).	[120]
10.	Энергетический комплекс с неоднородной структурой	Электрическая система - предназначенная для выработки электроэнергии с последующей реализацией её потребителям, использующая только возобновляемые источники энергии: солнечную радиацию, ветровую энергию, а также гидроэнергию с использованием в качестве аккумулирующего устройства естественные или искусственные водоемы.	Авто рская тракт овка

Как видно из определений, в ТЭК любого государства входят производство всех видов энергоносителей. При производстве электрической и тепловой энергии учитывается также использование в качестве первичных энергоносителей как традиционных, так и возобновляемых источников энергии. После производства электроэнергии осуществляется передача и распределение ее двумя видами сетей, то есть, централизованными (электроэнергетическая система) и децентрализованными (локальная сеть) сетей. В централизованные системы энергоснабжения, как правило, входят распределённая генерация, а в децентрализованные входят: АГЭУ

(автономные гибридные энергоустановки), ко-генерация в которых присутствуют невозобновляемые (традиционные) источники энергии в зависимости от доступности первичных традиционных энергоносителей.

Проанализировав эти определения объектов энергетического сектора, можно дать им следующие характеристики, которые приведены в таблице 2.2, где рассматриваются параметры производства и распределения электрической энергии (ЭЭ): безопасность, качество ЭЭ, экономичность и экологичность при производстве ЭЭ и надежность электроснабжения.

Таблица 2.2

Сравнительные характеристики объектов энергетического сектора

Название энергетических объектов	Характеристики				
	Безопасность	Качество	Экологичность	Экономичность	Надежность электроснабжения
ТЭК	+	+	-	-	+
ГЭК	+	+	-	-	+
РЭС	+	+	-	-	+
УНЭС	+	+	-	+	+
РЭ	+	+	-	-	+
ЛЭС	+	-	-	-	-
ЭНС	+	-	-	-	+
ЭКНС	+	+	+	+	+

\*Примечание: + удовлетворительно, - не удовлетворительно.

Как видно из определений (таблица 2.1) многочисленные подходы к толкованию понятия энергетический комплекс, энергетическая инфраструктура и др. по сути это толкования одного и того же. И, очевидно, в конкретной ситуации с учетом ограничений, в том числе экологических, экономических, климатических и др., по их использованию, а также характеристики графика электрической нагрузки на наш взгляд можно использовать соответствующее определение.

Так, в высокогорных районах Таджикистана преодоление барьера использования потенциала МГЭС в осенне-зимний период может быть

обеспечено за счет включения в структуру энергетического комплекса имеющихся водохранилищ. При этом происходит использование в зимнее время аккумулированной солнечной тепловой энергии в объеме воды водохранилищ, которая используется из глубины, под льдом, обеспечивая гарантированный объём генерируемой мощности.

В предыдущей главе была обоснована актуальность использования ресурсов малой гидроэнергетики (МГЭ) в условиях жестких ограничений в осенний и зимний период, а также организации эффективной системы децентрализованного электроснабжения сельских районов РТ, в которых проживает более 73% населения страны.

Таким образом в высокогорном районе создается энергетический комплекс с неоднородной структурой (ЭКНС), включающий СЭС, ВЭС, МГЭС и уже имеющееся естественное или искусственное водохранилище. Водоохранилище с МГЭС служат гарантом надежности функционирования системы электроснабжения (местной электроэнергетической системы), поскольку регулирующие способности солнечных и ветровых электростанций весьма ограничены для обеспечения безопасного и эффективного восприятия изменяющейся нагрузки электропотребления. Энергетические комплексы с неоднородной структурой, обеспечивая гарантийный доступ к электроэнергии в высокогорных районах страны, по сути могут выступать в качестве точек роста их экономики.

В связи с вышеизложенным представляется актуальным толкование понятия «Энергокомплекс с неоднородной структурой» на территориальном уровне в зависимости от возможностей и ограничений использования ВИЭ с учётом воздействия высоты расположения электростанций комплекса над уровнем моря. Учитывая удовлетворительные параметры производства и распределения электрической энергии (ЭЭ): безопасность, качество ЭЭ, экономичность и экологичность при производстве ЭЭ и надежность электроснабжения энергокомплекса с неоднородной структурой.

С учётом вышесказанного автором предлагается следующее определение: энергетический комплекс с неоднородной структурой (ЭКНС) – это совокупность технологических связей, складывающихся в связи с производством электрической энергии различными электрическими станциями, использующими доступные ВИЭ (СЭС, ВЭС и МГЭС) и емкость искусственного или естественного водохранилища, её преобразованием и передачей, продажей и использованием, а также обеспечением энергетической и экологической безопасности, рационального использования природных ресурсов. Структурно ЭКНС высокогорного района может быть представлен следующим образом (рис. 2.1).

### Энергетический комплекс с неоднородной структурой

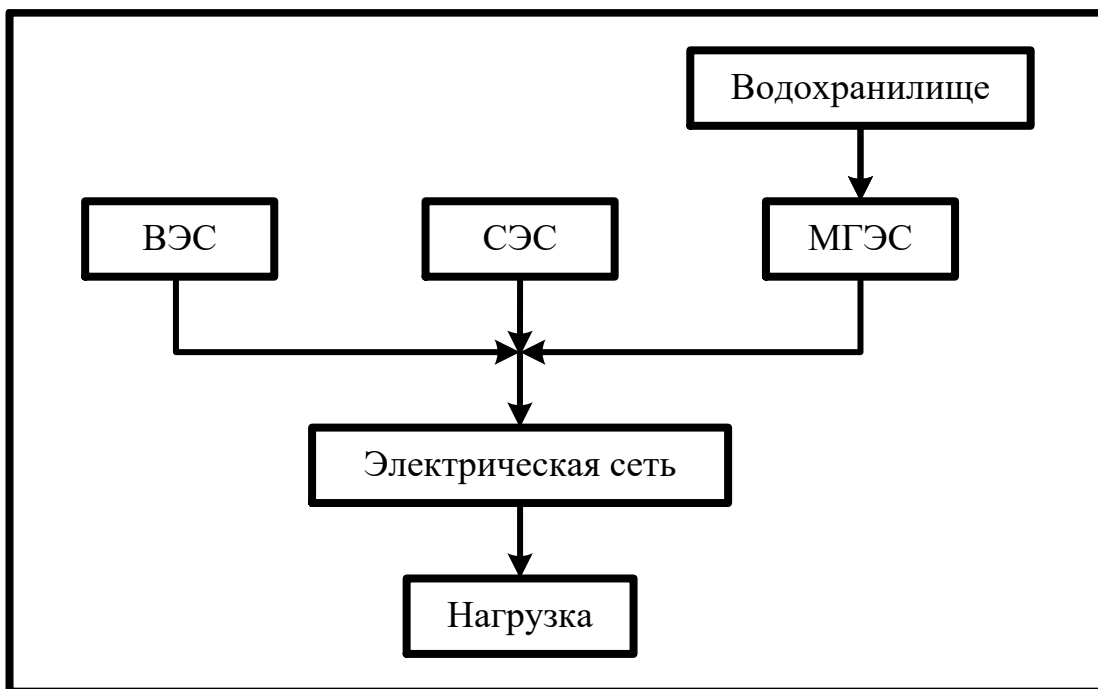


Рисунок 2.1 – Структурная схема ЭКНС

На рисунке 2.1 приведена структурная схема ЭКНС, который состоит из трех электростанций использующих различные виды первичной энергии: СЭС – солнечную радиацию; ВЭС – ветровую энергию и МГЭС – гидроэнергию, с использованием естественного или искусственного водоема в качестве энергоаккумулирующего устройства. Все они могут работать параллельно

друг с другом или индивидуально, через электрическую сеть или непосредственно, на общую нагрузку.

Создание энергокомплекса с неоднородной структурой на основе ВИЭ требует необходимости решать вопросы оптимизации генерации и использования энергии. В существующих методиках расчета оптимизация генерации энергии каждым источником (СЭС, ВЭС и МГЭС), рассматривались отдельно, поэтому требуется создание модели общей оптимизации параллельной работы электростанций энергокомплекса с неоднородной структурой на общий график электрической нагрузки.

Работа комплексов с мини ТЭЦ, дизельной установкой и т.д. были рассмотрены, но особенности интегрированных систем с одновременным участием СЭС, ВЭС и МГЭС, не были исследованы. Вместе с тем существуют инструменты, доступные для этого направления исследования. Поэтому развитие интегрированного моделирования и аналитической структуры для энергетических систем представляет важнейшую потребность для будущего исследования. Вопросы оптимальной структуры комплекса особенно интересны при включении в него источников ВИЭ и системы аккумулирования энергии.

При использовании ЭЖНС на основе ВИЭ, как ВЭС, СЭС и МГЭС, для покрытия графика нагрузки целесообразно в первую очередь использовать генерируемые мощности СЭС и ВЭС. В это время энергия МГЭС запасается на верхнем бьефе. С этой точки зрения, энергию воды в верхнем бьефе можно назвать запасной энергией, которая может быть использована для покрытия графика нагрузки при нехватке энергии вырабатываемой ВЭС и СЭС.

В мировой практике существуют комплексы, в которые включены мини ТЭЦ - источники тепловой энергии, дизельные электростанции и другие. Предлагается использовать для ЭЖНС только возобновляемые источники энергии для выработки электроэнергии. Использование ВИЭ является не предсказуемым и может влиять на надёжность энергоснабжения, а также и на поддержания режимов работы сети. Как показывает опыт эксплуатации,

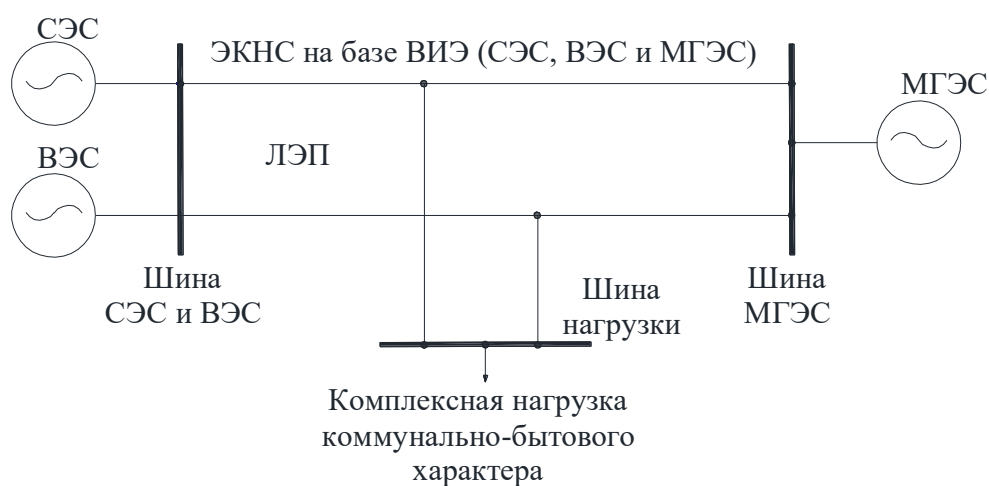


поддержание устойчивого (нормального) режима работы ЭК, состоящего из ВИЭ, является затруднительным и для этого необходимо создать условия для преобразования всех видов энергии и возможности её хранения [77 – 80].

Именно таким комплексом, осуществляющим одновременно несколько функций: производство продукции; преобразование разных видов первичной энергии; в электрическую, хранение и аккумулярование, позволяющим обеспечить бесперебойное, электроснабжение потребителей является предлагаемый ЭКНС.

В данной работе рассматривается ЭКНС состоящий из СЭС, ВЭС и МГЭС. Модель энергокомплекса представлена на рис 2.2.

Большинство энергокомплексов используют кроме источников ВИЭ также дизельные установки для обеспечения надёжности работы комплекса.



**Рисунок 2.2 – Энергокомплекс с неоднородной структурой на основе ВИЭ**

Предлагаемый комплекс будет работать только от источников ВИЭ, поэтому, необходимо повысить его надёжность, путем конвертации всех доступных видов энергии в данном временном промежутке. Комплекс считается одним целым, с соединением всех источников и возможностью аккумулярования энергии энергокомплекса. Такой подход позволяет, получить электроэнергию, которая будет доступна в любое время суток, с учётом доступной стоимости электроэнергии.

Энергокомплекс может состоять из неограниченного числа ВИЭ доступных в данном регионе, которые могут участвовать в процессе преобразования различных видов возобновляемой энергии в электрическую.

Создание энергетического комплекса с различными входными видами энергии позволяет улучшить качество энергии и её доступность потребителям.

Предлагаемая структура ЭК предусматривает новую технологию аккумулирования в виде создания небольших водохранилищ или бассейнов суточного регулирования, которые позволят увеличивать и регулировать выработку электроэнергии и повысить надежность.

Технология использования водохранилищ для увеличения выработки мощности в ЭК, также предлагалось в работах многих ученых. Кроме того, в последнее время развита технология использования больших аккумуляторных батарей **BESS** «*Battery Energy Storage Systems*» широко используемые в современном мире для аккумулирования больших мощностей, особенно при работе энергокомплекса с использованием ВИЭ. Необходимо отметить, то, что энергокомплексы с аккумуляторными батареями увеличивают капиталовложения в систему в два раза [81 – 91].

Судя по рис. 2.2 можно получить общее понятие об энергокомплексе. Число всех реально доступных видов энергии, которых можно использовать в энергетическом комплексе – это существующие малые гидроэлектростанции, СЭС и ВЭС. Для аккумулирования энергии в данной модели энергокомплекса используется водохранилище МГЭС.

Изначально, создание энергокомплекса было разработано для индивидуальных потребителей [8]. Однако со временем понятие было взято на вооружение и для других целей.

С системной точки зрения, объединение и сцепление различных видов первичной энергии в энергетическом комплексе с неоднородной структурой имеет много потенциальных преимуществ для энергоснабжения потребителей.

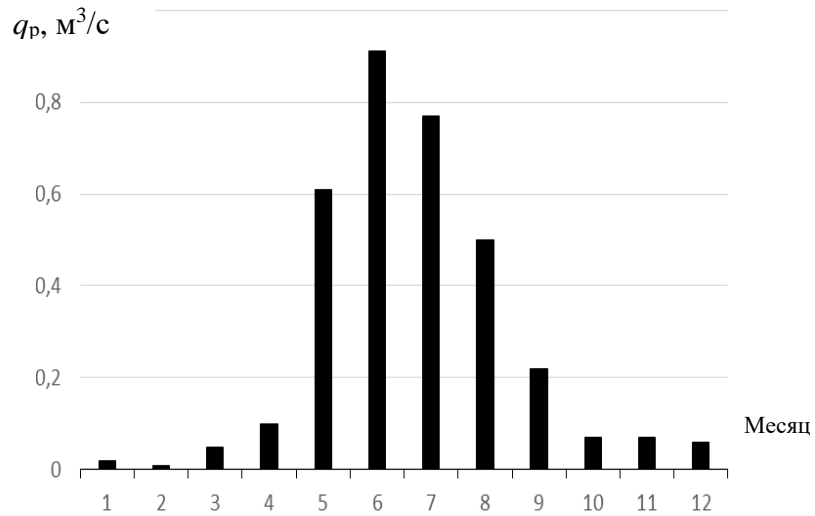
Рассмотрение многократных входов энергетического комплекса необходимо, чтобы он мог отвечать требованиям потребителей, так как использование инфраструктур в отдельности может оказаться недостаточным для покрытия дефицита мощности в комплексе. Электроснабжение современных потребителей зависит от информационных технологий и контролирующих систем. Создание локальной сети в ЭКНС даст возможность использовать дифференцированные тарифы на электроэнергию в различные часы суток и сезонном разрезе. Входы в энергокомплекс имеют различную комбинацию преобразования, в зависимости от потребности потребителей. Каждая из первичных видов энергии имеет разную стоимость преобразования, эмиссии и передачи до потребителей. Кроме стоимостных показателей, также рассматриваются вопросы оптимизации входных параметров комплекса.

## **2.2. Оптимизация режима работы МГЭС, с водохранилищем, как аккумуляющей составляющей энергокомплекса с неоднородной структурой**

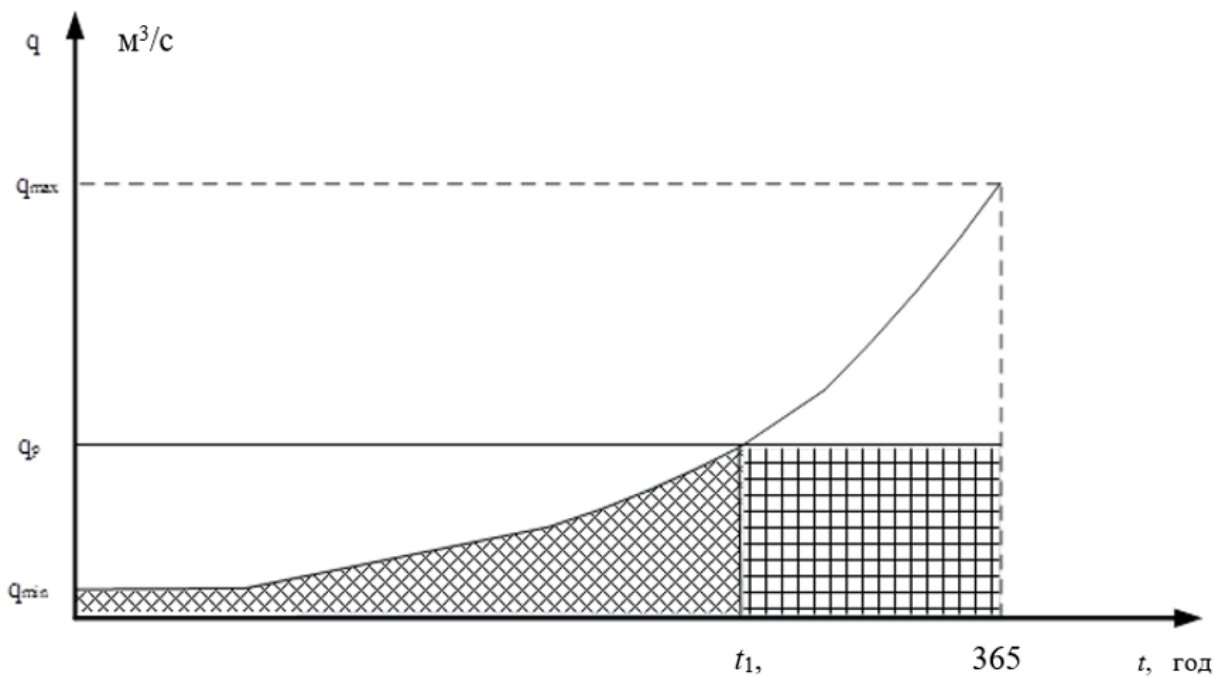
В данном разделе предпринята попытка решить оптимизационную задачу, которая возникает в ЭКНС. В ЭКНС для обеспечения надёжности энергообеспечения необходимо обеспечить баланс мощности между выработкой и потреблением. Электроснабжение от ВИЭ имеет ряд своих специфических особенностей, особенно в горных регионах.

Как было отмечено выше, в зависимости от высоты расположения малых гидроэлектростанций (МГЭС) над уровнем моря, возникает ряд проблем, которые необходимо учитывать при их проектировании. Как известно, выбор мощности МГЭС базируется на эффективном использовании водных ресурсов существующей реки. При проектировании МГЭС необходимо учитывать характеристики конкретного водотока сооружения. В связи с этим необходимо привести в соответствие режимы работы МГЭС и водотока. Для этого необходимо знать среднемесячный расход воды в реке в

нарастающем виде, что иллюстрируется типовым графиком, приведенным на рисунке 2.3.



**Рисунок 2.3 – Среднемесячный расход воды в реке**



**Рисунок 2.4 – Годовой график работы МГЭС**

$$q_1 = A_0 + A_1 t + A_2 t^2 + A_3 t^3, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.1)$$

где,  $A_0, A_1, A_2$  и  $A_3$  – постоянные коэффициенты;  $t$  – время.

Определив расход воды, можно определить мощность МГЭС

$$P_{СТ} = \eta g H_p q_p, \text{ кВт} \quad (2.2)$$

где,  $\eta$  – КПД агрегата;  $H_p$  – расчетный напор;  $g$  – свободное ускорение;  $q_p$  – расчетный расход воды,  $м^3/с$

На рисунке 2.4 приведен годовой график работы МГЭС. Из графика видно, что пересечение функции прямой делит годовой график работы на два этапа:

1.  $(0 - t_1)$  – МГЭС работает по водотоку;
2.  $(T - t_1)$ , где  $T = 365$  дней, МГЭС работает с номинальной мощностью.

Исходя, из выше сказанного определяем годовой сток через МГЭС по выражению:

$$Q_{rs} = 8.64 * 10^4 \left[ \int_0^{t_1} q_t dt + q_p (T - t_1) \right], \quad [м^3/год] \quad (2.3)$$

Годовой сток реки:

$$Q_{rp} = 8.64 * 10^4 \int_0^T q_t dt, \quad [м^3/год] \quad (2.4)$$

При определении потенциала рек, необходимо дифференцировать их по районам расположения. Расположение рек по районам дает возможность более точно определить их потенциал, так как рельеф местности в различных районах значительно отличается друг от друга.

Для определения гидроэнергетического потенциала водотока, как было отмечено в предыдущей главе, необходимо учитывать экологическую составляющую потенциала водотока. При этом экологические характеристики на наш взгляд являются приоритетными и в условиях высокогорья и современных климатических тенденций ограничивают работу МГЭС, так называемыми «красными линиями», определяемыми по выражениям [22 – 24].

$$Z_{ji}^{BEPX} = \min(Z_{1i}^{max}, Z_{2i}^{max}, \dots, Z_{li}^{max}) \quad (2.5)$$

$$Z_{ji}^{НИЖ} = \max(Z_{1i}^{min}, Z_{2i}^{min}, \dots, Z_{li}^{min}) \quad (2.6)$$

Исходя из этого, выработка электроэнергии МГЭС, составит:

$$W_r = 2.78 * 10^{-4} \eta g H_p Q_r, \quad [кВт \cdot час] \quad (2.7)$$

где,  $H_p$  измеряется в м и  $Q_p - \text{м}^3$ ,  $\eta$  – коэффициент полезного действия МГЭС,  $g$  – ускорение свободного падения.

Принимая ориентировочно  $\eta g = 7,5$ , получим выработку:

$$W_r = 20.83 \cdot 10^{-4} \cdot H_p Q_{rs}, \quad [\text{кВт} \cdot \text{час}] \quad (2.8)$$

Таким образом, гарантированная мощность МГЭС  $N_p$  может изменяться в пределах от максимальной до минимальной среднесуточной мощности, обеспечиваемой водотоком:

$$N_{\text{макс}} > N_{\text{гар}} > N_{\text{мин}} \quad (2.9)$$

Эта мощность  $N_{\text{гар}} = f(t)$  показана на рисунке 2.4, прямой горизонтальной линией, с допущением 50% водообеспеченности.

Что касается второго примера, МГЭС с водохранилищем суточного регулирования, то водно-энергетические расчеты производят таким же образом, как показано выше, только с разницей в перераспределении расхода воды полезным объемом водохранилища, с учетом покрытия суточного графика нагрузки потребителей, т.е. в течение 24 часов.

Для этого необходимо решить следующую систему уравнений:

$$N_{\text{гэс}} = 9.81 Q_{\text{гэс}} (Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - h_{\text{ср}}) \eta_{\text{гэс}} \quad (2.10)$$

$$\left. \begin{aligned} H &= Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - h_{\text{ср}} \\ W_{\text{в}} &= (W_{\text{вт}} - W_{\text{в}}(t-1)) \\ Z_{\text{вб}} &= Z_{\text{вб}}(W_{\text{в}}) \\ Z_{\text{нб}} &= Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) \\ H_{\text{ср}} &= W_{\text{в}} \pm \Delta W \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

где,  $Z_{\text{вб}}$ ,  $Z_{\text{нб}}$  – отметки верхнего и нижнего бьефов МГЭС, м;

$W_{\text{вт}}$ ,  $W_{\text{в}}(t-1)$  – объём водохранилища в момент  $t$  и  $(t-1)$ ,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{\text{нб}}$  – расход в нижнем бьефе,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$h_{\text{ср}}$  – глубина сработки водохранилища, м;

$t$  – время, с.

Решение системы уравнений сводится к сопоставлению притока воды с потреблением и перераспределением, в соответствии с графиком нагрузки потребителей электроэнергии. Необходимо отметить, что в практике проектирования такие расчеты выполняются в табличной форме. Такой способ достаточно разработан и совершенствован во многих работах разных авторов и иллюстрирован в технической литературе [22, 23].

Гарантированная выработка МГЭС влияет на работу предполагаемого энергокомплекса с неоднородной структурой при составлении баланса мощности в нем и требует учета всех факторов, которые могут влиять на это.

В работах [3-А, 4-А] рассматривались разные методы расчёта режимов работы энергокомплекса. Как показывает опыт эксплуатации, на режим работы энергокомплекса будет влиять ещё географическое расположение комплекса и высота установки его над уровнем моря. В условиях Таджикистана, когда имеется огромное количество малых водотоков, удобных для сооружения малых ГЭС, необходимо учитывать эти факторы.

Нужно подчеркнуть, что основная часть электроэнергии предлагаемого энергокомплекса должна вырабатываться на ГЭС, так как их режим работы меньше зависит от разных видов энергии на поверхности земли.

Метод основан на балансовом уравнении мощностей в энергокомплексе, с учётом баланса энергии в водохранилище и аккумуляторных батареях существующей системы, с учётом высоты расположения над уровнем моря МГЭС (суточного и месячного регулирования).

Уравнение баланса мощности ЭКНС (СЭС+ВЭС+МГЭС), с учётом высоты над уровнем моря, определяется:

$$\begin{aligned} \left( P_{\sum_1^n \text{ГЭС}}(t) + \Delta P_{\sum_1^j \text{ВГЭС}}(t) \right) + \left( \left( P_{\sum_1^i \text{СЭС}}(t) + \Delta P_{\sum_1^j \text{ВСЭС}}(t) \right) + P_{\sum_1^y \text{ВЭС}}(t) + P_{\sum_1^x \text{BESS}}(t) \right) = \\ = P_{\sum_1^c \text{нагр.}}(t) \end{aligned} \quad (2.13)$$

где,  $P_{\sum_1^c \text{нагр.}}(t)$  – мощность потребителей в любой момент времени  $t$ , кВт;

$P_{\sum_1^i \text{СЭС}}(t)$  – мощность СЭС в любой момент времени  $t$ , кВт;

$P_{\sum_1^n \text{ГЭС}}(t)$  – мощность ГЭС в любой момент времени  $t$ , кВт

$P_{\sum_1^y \text{ВЭС}}(t)$  – мощность ВЭС в любой момент времени  $t$ , кВт

$P_{\sum_1^x \text{BESS}}(t)$  – мощность накопителей энергии в любой момент времени  $t$ , кВт.

Метод может быть реализован в условиях локальной децентрализованной системы Горно - Бадахшанской Автономной Области (ГБАО) Республики Таджикистан, с учетом всех факторов и ограничений, и должен быть применим при добавлении СЭС+ВЭС+BESS к уже существующим ГЭС. Такая постановка задачи создает необходимость определения, в первую очередь, возможности всех ГЭС системы для покрытия нагрузки.

Мощность ГЭС в любой момент времени определяется по известному выражению:

$$P_{\text{ГЭС}}(t) = 9,81 \cdot H_{\text{ГЭС}}(t) \cdot Q_{\text{ГЭС}}(t) \cdot \eta_{\text{ГЭС}}(t) \quad (2.14)$$

где,  $H_{\text{ГЭС}}(t)$  - напор в любой момент времени  $t$ , м;

$Q_{\text{ГЭС}}(t)$  – расход воды ГЭС в любой момент времени  $t$ , м<sup>3</sup>/с;

$\eta_{\text{ГЭС}}(t)$  – КПД ГЭС в любой момент времени  $t$ , о.е.

Параметры  $Q_{\text{ГЭС}}$  и  $H_{\text{ГЭС}}$ , в зависимости от степени регулирования, могут регулироваться в необходимом диапазоне, в соответствии с графиком нагрузки. Для ГЭС, работающих по водотоку, их значения зависят от проточности створа, для ГЭС с водохранилищем их значения подлежат регулировке в определенном диапазоне, зависящим от полезного объема водохранилища [93, 94].



Для ГЭС с водохранилищем балансовое уравнение имеет следующий вид:

$$V_k = V_0 + \int_0^k Q_{\text{прит}}(t) dt - \int_0^k Q_{\text{ГЭС}}(t) dt - \int_0^k Q_{\text{фильтрац}}(t) dt - \int_0^k Q_{\text{испар}}(t) dt \quad (2.15)$$

где,  $V_k$  – объем воды в водохранилище в конце расчетного времени  $k$ ;

$V_0$  – объем воды в водохранилище в начале расчетного времени  $k$ ;

$\int_0^k Q_{\text{прит}}(t) dt$  – сток воды, притекающей в водохранилище за время  $k$ ;

$\int_0^k Q_{\text{ГЭС}}(t) dt$  – расход ГЭС за время  $k$ ;

$\int_0^k Q_{\text{фильтрац}}(t) dt$  – расход воды на фильтрацию за время  $k$ ;

$\int_0^k Q_{\text{испар}}(t) dt$  – расход воды на испарение за время  $k$ .

С учетом уравнения (2.14) расход МГЭС определяется по соотношению:

$$Q_{\text{ГЭС}}(t) = \frac{P_{\text{ГЭС}}(t)}{9,81 \cdot H_{\text{ГЭС}}(t) \cdot \eta_{\text{ГЭС}}(t)} \quad (2.16)$$

При определении режимов работы и параметров ЭЖНС  $P_{\text{ГЭС}}$  – ( $P_{\text{СЭС}} + P_{\text{ВЭС}} + P_{\text{BESS}}$ ) должны выполняться следующие условия:

$$\begin{cases} P_{\text{ГЭС}}(t) \rightarrow \max \\ P_{\text{СЭС}}(t) + P_{\text{ВЭС}}(t) + P_{\text{BESS}}(t) \rightarrow \min \end{cases} \quad (2.17)$$

Зависимость между мощностями МГЭС и СЭС+ВЭС+BESS определяется уравнением:

$$(P_{\text{СЭС}}(t) + P_{\text{ВЭС}}(t) + P_{\text{BESS}}(t)) = f(P_{\text{нагр.}}(t); P_{\text{ГЭС}}(t)) \quad (2.18)$$

С учетом (2.13), (2.15) и (2.18) запишем:

$$\begin{cases} P_{\text{СЭС}}(t) + P_{\text{ВЭС}}(t) + P_{\text{BESS}}(t) = P_{\text{нагр.}}(t) - P_{\text{ГЭС}}(t); \\ \frac{P_{\text{СЭС}}(t) + P_{\text{ВЭС}}(t) + P_{\text{BESS}}(t)}{9,81 \cdot H_{\text{ГЭС}}(t) \cdot Q_{\text{ГЭС}}(t) \cdot \eta_{\text{ГЭС}}(t)} = 9,81 \cdot \frac{V_k - V_0}{t} dt \cdot H_k \cdot \eta_k - \int_0^k \frac{P_{\text{нагр.}}}{9,81 \cdot H_{\text{ГЭС}}(t) \cdot \eta_{\text{ГЭС}}(t)}. \end{cases} \quad (2.19)$$

По уравнению (2.19) можно сделать вывод, что при совместной работе СЭС + ВЭС + BESS – ГЭС, мощность ГЭС будет зависеть от возможности водохранилища и потребности нагрузки, а мощность СЭС + ВЭС + BESS будет в жесткой зависимости от баланса мощности в системе и от выработки ГЭС в любой момент времени, в зависимости от нагрузки.

Исходя из такой зависимости, запишем уравнение баланса выработанной, потребляемой и аккумулированной энергии в энергетическом комплексе за регулируемый интервал времени:

$$\begin{cases} \mathcal{E}_k = \mathcal{E}_0 + \int_0^k P_{\text{МГЭС}}(t) dt - \int_0^k P_{\text{нагр.}}(t) dt; \\ \int_0^k P_{\text{СЭС}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{ВЭС}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{BESS}}(t) dt = \int_0^k P_{\text{МГЭС}}(t) dt - \int_0^k P_{\text{нагр.}}(t) dt. \end{cases} \quad (2.20)$$

где,  $\mathcal{E}_0$  и  $\mathcal{E}_k$  - количество энергии в водохранилище в начале расчетного периода и количество энергии, накапливаемой в водохранилище за расчетный период  $k$ , соответственно.

С учётом потерь электроэнергии в сети:

$$\begin{cases} \int_0^k P_{\text{СЭС+ВЭС+BESS}}(t) dt = \int_0^k P_{\text{МГЭС}}(t) dt - \int_0^k P_{\text{нагр.}}(t) dt - \int_0^k P_{\text{потерь}}(t) dt; \\ \int_0^k P_{\text{ЭК}}(t) dt = \int_0^k P_{\text{МГЭС}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{СБ}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{ВЭС}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{BESS}}(t) dt + \int_0^k P_{\text{потерь}}(t) dt. \end{cases} \quad (2.21)$$

Используя уравнение (2.15), (2.19), (2.20) и (2.21), получаем окончательное уравнение баланса выработанной, потребляемой и аккумулированной энергии энергокомплекса состоящей из ГЭС+СЭС+ВЭС+BESS с возможностью аккумулирования энергии в водохранилище и аккумуляторных батареях в суточном интервале времени:

$$\begin{aligned} \Theta_k = \Theta_0 + \Theta_{BESS} + \int_0^k P_{CЭС}(t) dt + \int_0^k P_{ВЭС}(t) dt + \int_0^k P_{МГЭС}(t) dt - \\ - \int_0^k P_{нагр.}(t) dt - \int_0^k P_{потерь}(t) dt \end{aligned} \quad (2.22)$$

Уравнение (2.22) используется при разработке методики выбора оптимальных установленных мощностей источников электроэнергии в ЭКНС.

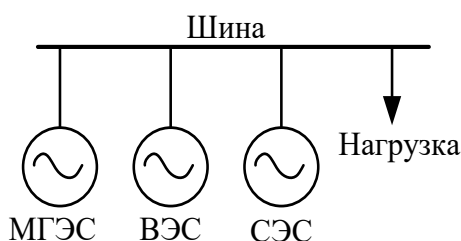
### **2.3. Методика выбора оптимальных установленных мощностей источников электроэнергии при проектировании энергокомплекса с неоднородной структурой**

В настоящее время, в большинстве развитых стран мира, особое внимание уделяется использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Исходя из этого, многие ученые во всем мире ведут исследования для перехода от традиционных видов к использованию возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра, солнца, гидроэнергия малых рек и других видов источников энергии подобного типа [95 – 100]. Большое внимание к ВИЭ связано с тем, что с одной стороны запасы топливно-энергетических источников ограничены, а с другой стороны потенциальные возможности применения ВИЭ огромны. Особую актуальность применение таких видов энергии приобретает в тех электроэнергетических системах (ЭЭС), имеющих большой дефицит мощности в определенные сезоны года [5-А]. Например, в ЭЭС с большой долей гидроэлектростанций (ГЭС), генерируемая мощность которых очень сильно зависит от полноводности рек. Так же, использование ВИЭ целесообразно в децентрализованных электрических сетях, которые изолированно работают от энергосистемы [95 – 98, 101]. Примером таких ЭЭС можно назвать энергосистему Республики Таджикистана (РТ) [102, 1-А – 6-А].

Несмотря на развитие ЭЭС РТ в последние годы, по-прежнему в энергосистеме существуют электрические сети, которые работают изолированно от системы. При этом, в таких труднодоступных районах

имеются хорошие возможности создания электрических станций (ЭС) на основе ВИЭ, используя энергию ветра, солнца и малых рек. Примером таких районов в РТ являются территории высокогорья Памира [1-А – 5-А].

В качестве объекта исследования, выбираем энергокомплекс, содержащий в своём составе следующие источники электроэнергии: солнечная электростанция (СЭС), ветровая электростанция (ВЭС) и малая гидроэлектростанция (МГЭС) (рисунок 2.5). Все источники работают на общую нагрузку, при этом приоритет отдается на максимальное использование энергии солнца и ветра, а гидроэнергия малых рек аккумулируется на верхнем бьефе водохранилища МГЭС и используется при нехватке выработки электроэнергии (ЭЭ) за счет СЭС и ВЭС. Для правильного расчета и поддержания требуемого уровня частоты необходимо иметь первоначальные исходные данные: установленная мощность источников; максимальная потребляемая мощность нагрузки; суточные графики выработки ЭЭ источников и потребляемой мощности нагрузки и т.п.

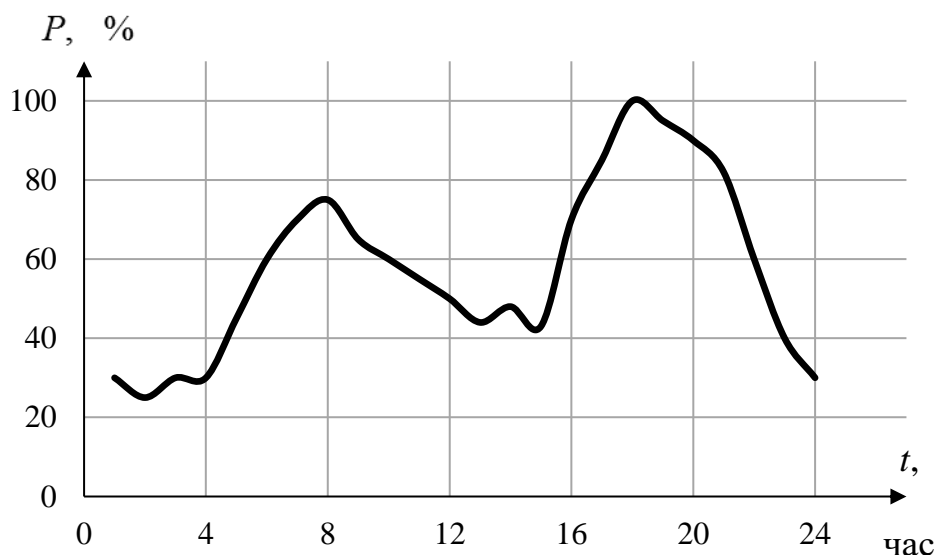


**Рисунок 2.5 – Объект исследования (ЭКНС)**

Для подробного анализа и пояснения методики используем типичные графики нагрузки потребителей и графики выработки каждого участника источников ЭЭ.

Выбирается в качестве примера график нагрузки потребителей коммунально-бытового назначения. Известно, что у потребителей такого типа нагрузки, в основном, являются бытовые электроприёмники (ЭП) и, как обычно, режимы их работы различны. Они меняются в зависимости от назначения и использования этих приборов в домохозяйстве. На характер графика нагрузки существенно влияет способ приготовления пищи.

Ориентировочный суточный график нагрузки такого рода потребителей приведён на рисунке 2.6.



**Рисунок 2.6 – Суточный график коммунально-бытовой нагрузки**

Заполнение суточного графика нагрузки, так же его формы, изменяются в широких пределах. При расчетах, проектировании и эксплуатации ЭЭС в основном используют не сами графики нагрузок, а их расчетные величины и коэффициенты, характеризующие эти графики нагрузок. Исходя из этого, необходимо учитывать основные расчётные величины и коэффициенты, характеризующие графики нагрузок, такие как: коэффициенты использования активной мощности ЭП ( $K_{И}$ ), включения ЭП ( $K_{В}$ ), формы ЭП ( $K_{Ф}$ ), заполнения ЭП ( $K_{З}$ ) и другие.

Зная график изменения нагрузки, легко можно определить среднее (2.23) и среднеквадратическое (2.24) значения мощности в течение суток, то есть:

$$P_{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{24} t_i} \quad (2.23)$$

$$P_{\text{ср.кв.}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{24} t_i}} \quad (2.24)$$

Степень неравномерности графика нагрузки определяется коэффициентом заполнения ( $K_3$ ):

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} \quad (2.25)$$

Для графика нагрузки отдельного ЭП, работающего в повторно-кратковременном режиме, используется коэффициент включения ( $K_B$ ), который объясняет характер технологического процесса. Данный коэффициент характеризует отношение времени работы ЭП ко времени цикла:

$$K_B = \frac{t_p}{t_{\text{ц}}} \quad (2.26)$$

где,  $t_p$  – время работы ЭП [час];  $t_{\text{ц}} = t_p + t_{\text{п}}$  – время цикла [час];  $t_{\text{п}}$  – время паузы [час].

Коэффициент использования ( $K_{\text{И}}$ ) группы ЭП объясняет отношение среднего значения потребленной активной мощности группой ЭП ( $P_{\text{cp}}$ ) за наиболее загруженный период к их активной номинальной мощности ( $P_{\text{н}}$ ):

$$K_{\text{И}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{н}}} \quad (2.27)$$

Коэффициент формы ( $K_{\text{Ф}}$ ) определяется отношением среднеквадратичной мощности ЭП к среднему значению нагрузки и характеризует неравномерности графика нагрузки:

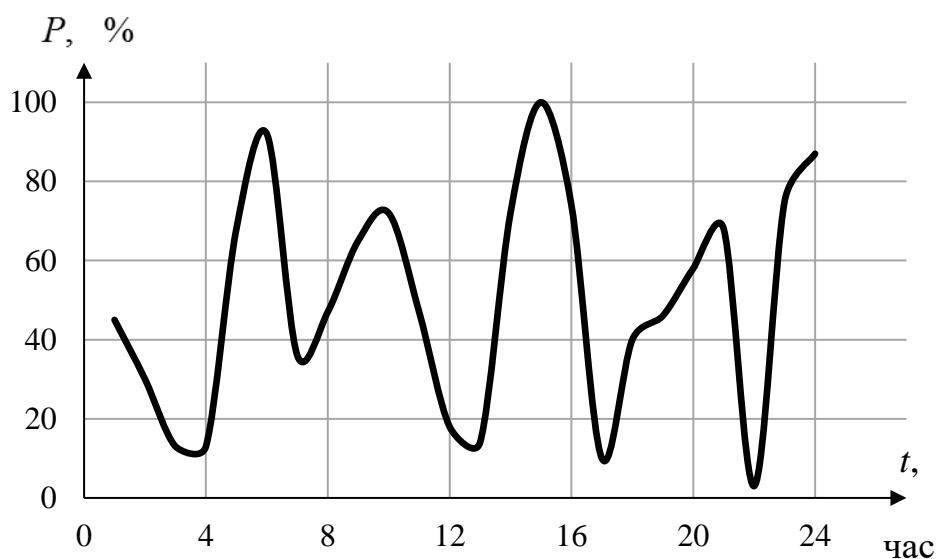
$$K_{\text{Ф}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{cp}}} \quad (2.28)$$

Рассмотрим выработку электроэнергии различными ВИЭ.

Выработка электрической энергии на ВЭС в основном зависит от энергии ветра, которая характеризуется скоростью, являющейся случайной переменной величиной.

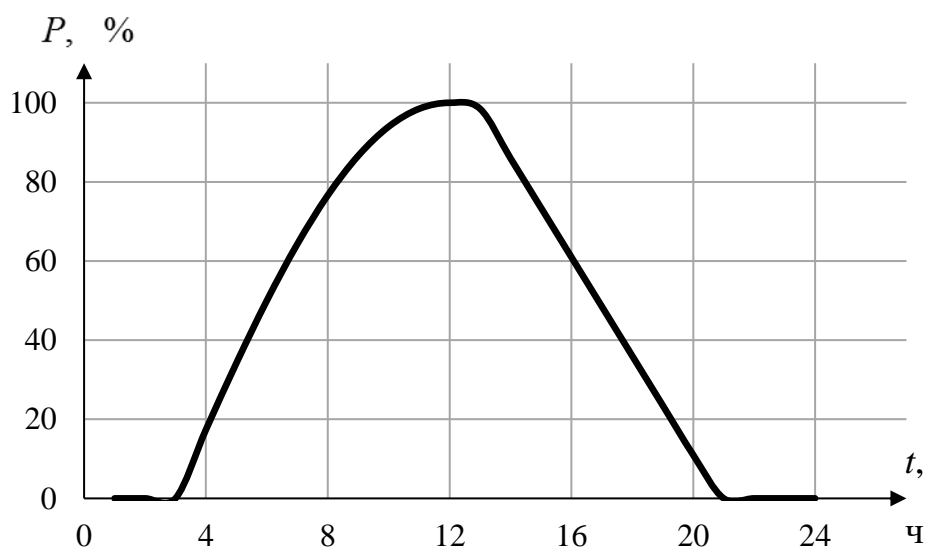
Основными параметрами, определяющими изменения графика выработки ВЭС являются: среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра, повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей ветра, удельная мощность и удельная энергия ветра, ветроэнергетические ресурсы региона и другие [96]. С учетом перечисленных

критериев точный и типичный график выработки ЭЭ ВЭС невозможно определить. На рисунке 2.7 приведен суточный график нагрузки ВЭС, который меняется хаотично (по хаотичному закону).



**Рисунок 2.7 – Суточный график выработки ВЭС**

Выработка электрической энергии на СЭС в основном зависит от солнечного света, поэтому генерируемая мощность в течение дня является величиной переменной. Типичный график выработки СЭС приведен на рисунке 2.8.



**Рисунок 2.8 – Суточный график выработки СЭС**

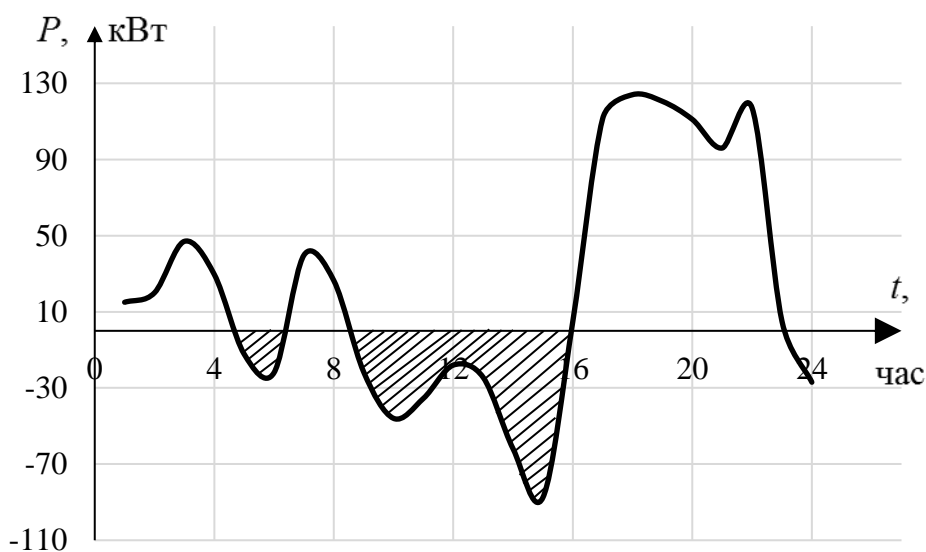
Нехватку электроэнергии при обеспечении потребителей за счет ВЭС и СЭС должна компенсировать МГЭС. При дефиците ЭЭ в энергокомплексе,

МГЭС будет генерировать ЭЭ, а при избытке мощности будет запасать энергию воды на верхнем бьефе. Исходя из этого, легко можно определить график работы МГЭС зная графики выработки СЭС и ВЭС и график нагрузки потребителей:

$$P_{\text{МГЭС}}^{i-j} = P_{\text{СЭС}}^{i-j} + P_{\text{ВЭС}}^{i-j} - P_{\text{нагр.}}^{i-j} \quad (2.29)$$

где,  $P_{\text{МГЭС}}^{i-j}$ ;  $P_{\text{СЭС}}^{i-j}$ ;  $P_{\text{ВЭС}}^{i-j}$ ;  $P_{\text{нагр.}}^{i-j}$  – соответственно мощности МГЭС, СЭС, ВЭС и нагрузки в интервале  $i - j$ .

Для полной иллюстрации процесса выбора установленных мощностей участников энергокомплекса принимаем, что установленная мощность ВЭС составляет 100 кВт, СЭС – 100 кВт, а максимальная мощность нагрузки составляет 200 кВт. В результате расчета получим суточный график нагрузки МГЭС, который показан на рисунке 2.9.



**Рисунок 2.9 – Суточный график выработки МГЭС**

Как видно из графика, в интервалах времени 5 – 6 и 9 – 16 генерируемая мощность МГЭС имеет отрицательное значение, то есть избыток мощности в ЭКНС. Это означает, что на этих интервалах необходимо уменьшить генерируемую мощность отключением части солнечных панелей или ветрогенераторов, что неэффективно с экономической точки зрения. Поэтому необходимо найти более рациональные варианты для правильного и оптимального выбора установленной мощности всех источников ЭЭ.



При выборе номинальной мощности источников ЭЭ учитываем один из основных коэффициентов графика нагрузки – коэффициента формы, порядок определения, которого приведен выше (2.28). Методика поиска оптимальной установленной мощности источников энергокомплекса итерационным методом приведена ниже.

### **2.3.1. Разработка алгоритма выбора оптимальных установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса с неоднородной структурой**

Для правильного и оптимального выбора установленной мощности источников электрической энергии входящих в состав ЭКНС, автор разработал алгоритм расчета, который приведен на рисунке 2.10. Суть алгоритма заключается в следующем. Пусть в произвольном децентрализованном районе, в котором имеется возможность установить источники электрической энергии (ИЭЭ), как солнечная (СЭС), ветровая электростанция (ВЭС) и малая – гидроэлектростанция (МГЭС) в составе ЭКНС. Для правильного и оптимального выбора номинальной установленной мощности источников необходимы исходные данные о возможности установки того или иного вида станции. Если известен характер нагрузки и график её изменения в разные времена года, а также технические возможности по проектированию и строительству ИЭЭ, алгоритм даёт возможность правильного и оптимального выбора установленной мощности станций ЭКНС. При расчете необходимо учитывать потери активной мощности в электрических сетях. После обработки исходных данных и определения возможного варианта установленной мощности источников необходимо принимать во внимание следующее условие:

$$P_{\text{ном.уст.}} \leq P_{\text{тех.возм.}} \quad (2.30)$$

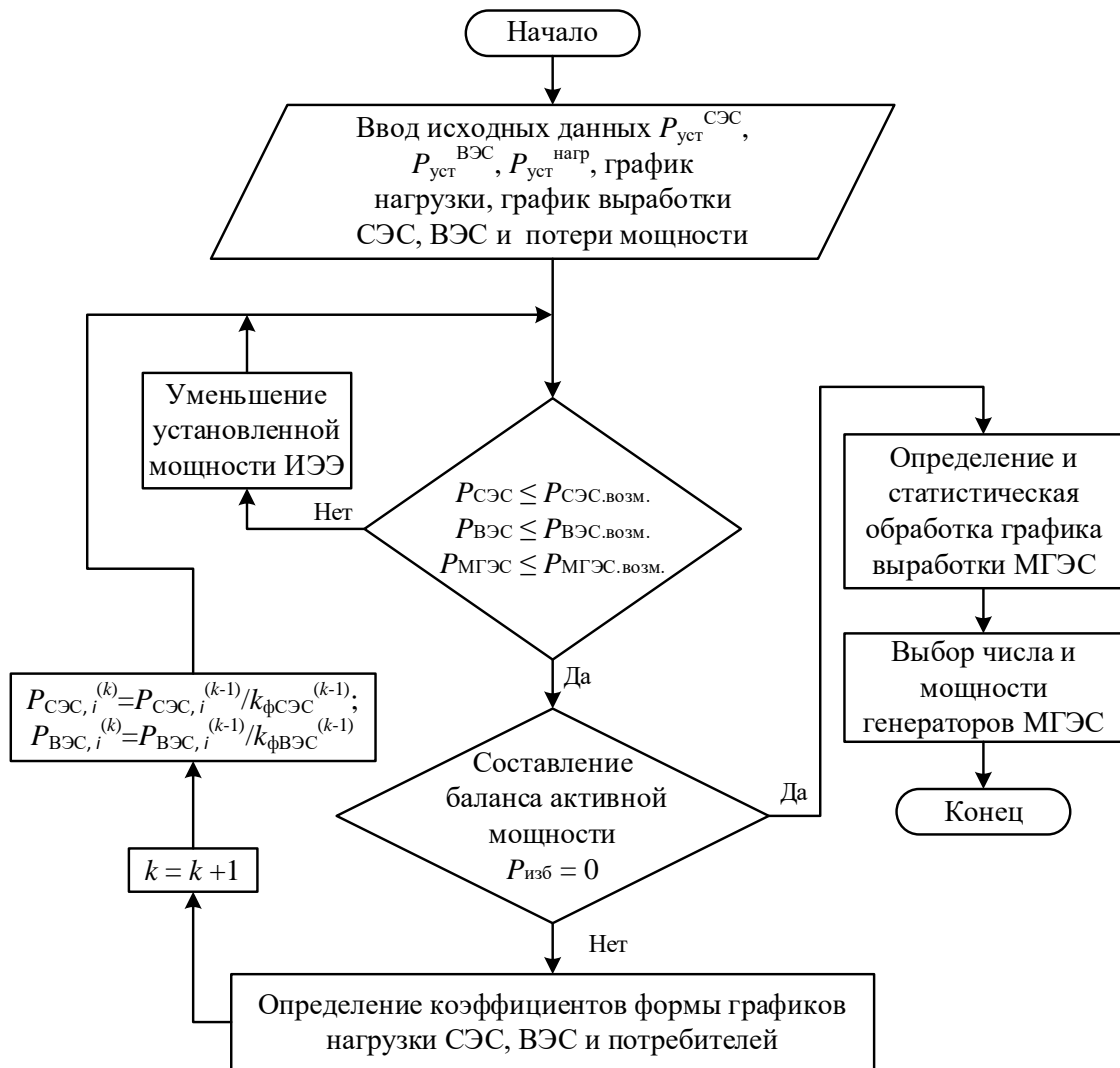
После чего, при известном значении потребляемой мощности нагрузки и генерируемой мощности в любой момент времени составляется баланс активной мощности. Формула баланса электроэнергии, с учётом её потерь:

$$\left\{ \begin{aligned} \int_0^k (P_{ВЭС}(t) + P_{СЭС}(t)) dt &= \int_0^k (P_{нагр}(t)) dt + \int_0^k (\Delta P_{потерь}(t)) dt - \int_0^k (P_{МГЭС}(t)) dt; \\ \int_0^k P_{ЭК}(t) dt &= \int_0^k (P_{МГЭС}(t)) dt + \int_0^k (P_{СЭС}(t)) dt + \int_0^k (P_{ВЭС}(t)) dt - \int_0^k (P_{нагр}(t)) dt - \int_0^k (\Delta P_{потерь}(t)) dt \end{aligned} \right. \quad (2.31)$$

При расчёте необходимо учитывать, что на каждой момент времени условие:

$$P_{МГЭС}^i = P_{СЭС}^i + P_{ВЭС}^i - P_{нагр}^i - \Delta P_{пот.}^i \geq 0 \quad (2.32)$$

ДОЛЖНО ВЫПОЛНЯТЬСЯ.



**Рисунок 2.10 – Алгоритм оптимального выбора установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) ЭКНС итерационным методом**

Если условие (2.30) не выполняется, тогда необходимо уменьшить установленную мощность источников электрической энергии и расчет заново

повторяется. При выполнении условия (2.30) составляется уравнение баланса мощностей в соответствии с уравнением (2.31). При выполнении условия (2.32) необходимо учитывать, что при расчёте выбора мощности источников, приоритет отдаётся на максимальное использование генерируемых мощностей СЭС и ВЭС, так как, при этом на верхнем бьефе происходит запасание воды для работы МГЭС. Необходимо отметить, что в соответствии с (2.32) мощность МГЭС не может быть меньше нуля.

Если выполняется условие (2.32), тогда необходимо определить и сделать статистическую обработку графика нагрузки МГЭС и выбрать оптимальный вариант количества и мощности её генераторов. При невыполнении условия (2.32) необходимо определить оптимальную установленную мощность СЭС и ВЭС [102 – 104]. Поиск наилучшего варианта установленной мощности выполняется с помощью одного из основных технико-экономических показателей графиков нагрузки, то есть коэффициента формы, порядок расчёта которого приведен выше (2.28). Зная график выработки СЭС и ВЭС, легко можно определить коэффициент  $k_{\Phi}$ . После этого, разделив установленную мощность источников (СЭС и ВЭС) на коэффициенты формы соответственно, получим новое значение установленной мощности СЭС и ВЭС:

$$\begin{cases} P_{СЭСi}^{k+1} = \frac{P_{СЭСi}^k}{k_{\Phi,СЭС}^k}; \\ P_{ВЭСi}^{k+1} = \frac{P_{ВЭСi}^k}{k_{\Phi,ВЭС}^k} \end{cases} \quad (2.33)$$

и расчет заново выполняется. Итерационный процесс продолжается до того момента пока не будут выполнены условия (2.30) и (2.32). При выполнении условий (2.30) и (2.32) расчет закончивается.

В соответствии с разработанной методикой определения установленной мощности станции, автором был создан «Программный комплекс для оптимального выбора установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом» (регистрационный номер

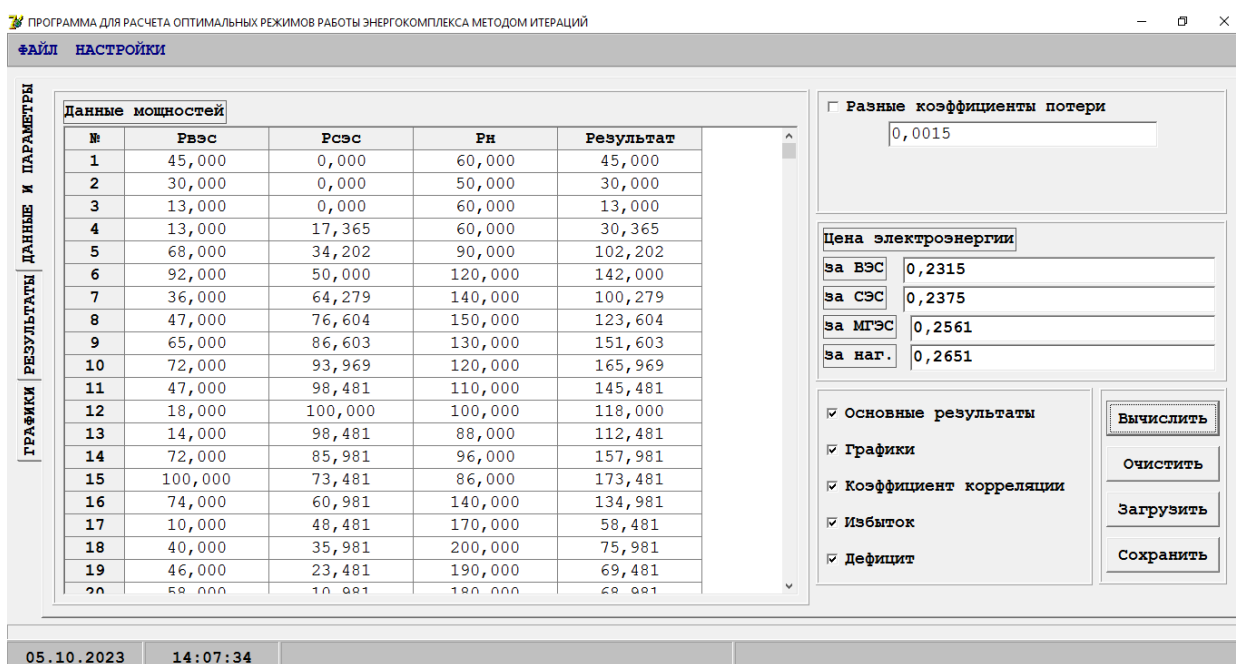
программы для ЭВМ в «Реестре программ для ЭВМ» №2023669848, 21 сентября 2023 г.) [9-А].

В качестве примера приводим результаты расчета выбора оптимальной мощности по разработанной программе. В качестве исходных данных принимаем следующие номинальные мощности участников энергокомплекса:

$$P_{СЭС}^{уст} = 100 \text{ кВт}, P_{ВЭС}^{уст} = 100 \text{ кВт}, P_{нагр.}^{max} = 200 \text{ кВт}.$$

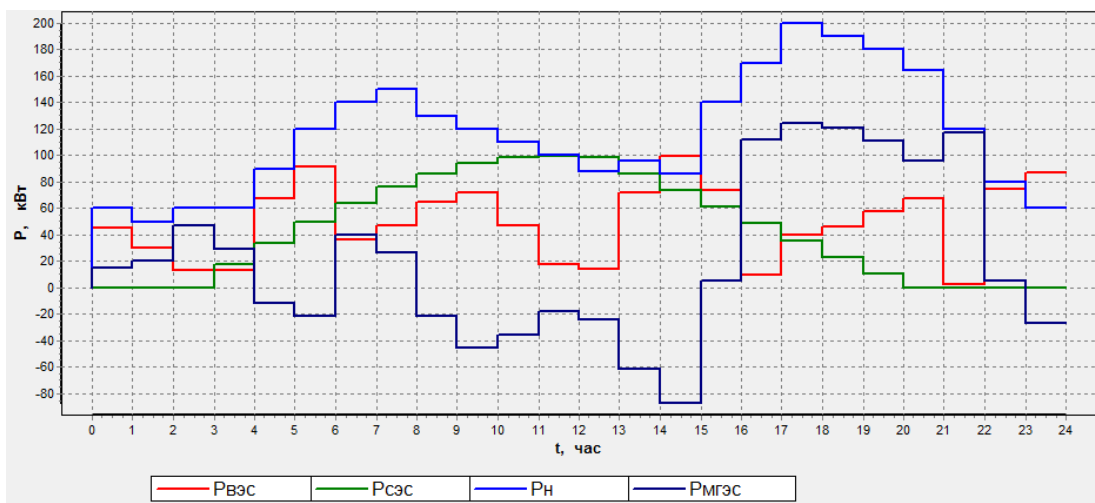
Окно ввода информации в программу приведено на рисунке 2.11.

Результаты расчета программы для первой и пятой итераций приведены соответственно, на рисунках 2.12 и 2.13.

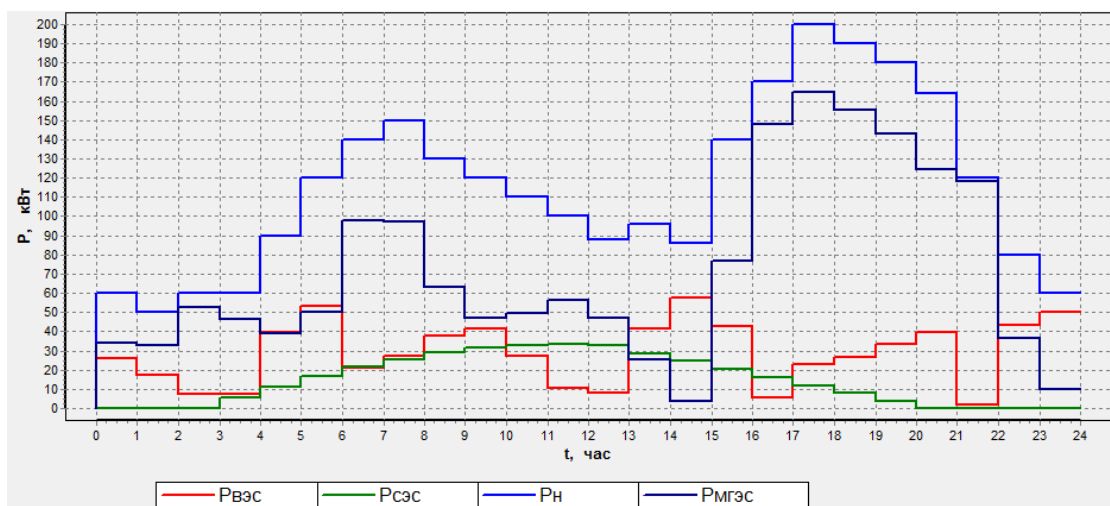


**Рисунок 2.11 – Окно ввода исходных данных программы для оптимального выбора установленных мощностей электростанций**

Результаты произведённого расчета показывают, что на пятой итерации максимальная установленная мощность ВЭС, СЭС и МГЭС соответственно равнялись - 57,87 кВт, 33,47 кВт и 164 кВт.



**Рисунок 2.12 – Графики выработки ИЭЭ ЭКНС (СЭС, ВЭС и МГЭС) и нагрузки потребителей на первой итерации без учета высоты расположения источников ЭЭ над уровнем моря**



**Рисунок 2.13 – Графики выработки ИЭЭ ЭКНС (СЭС, ВЭС и МГЭС) и нагрузки потребителей на пятой итерации без учета высоты расположения источников ЭЭ над уровнем моря**

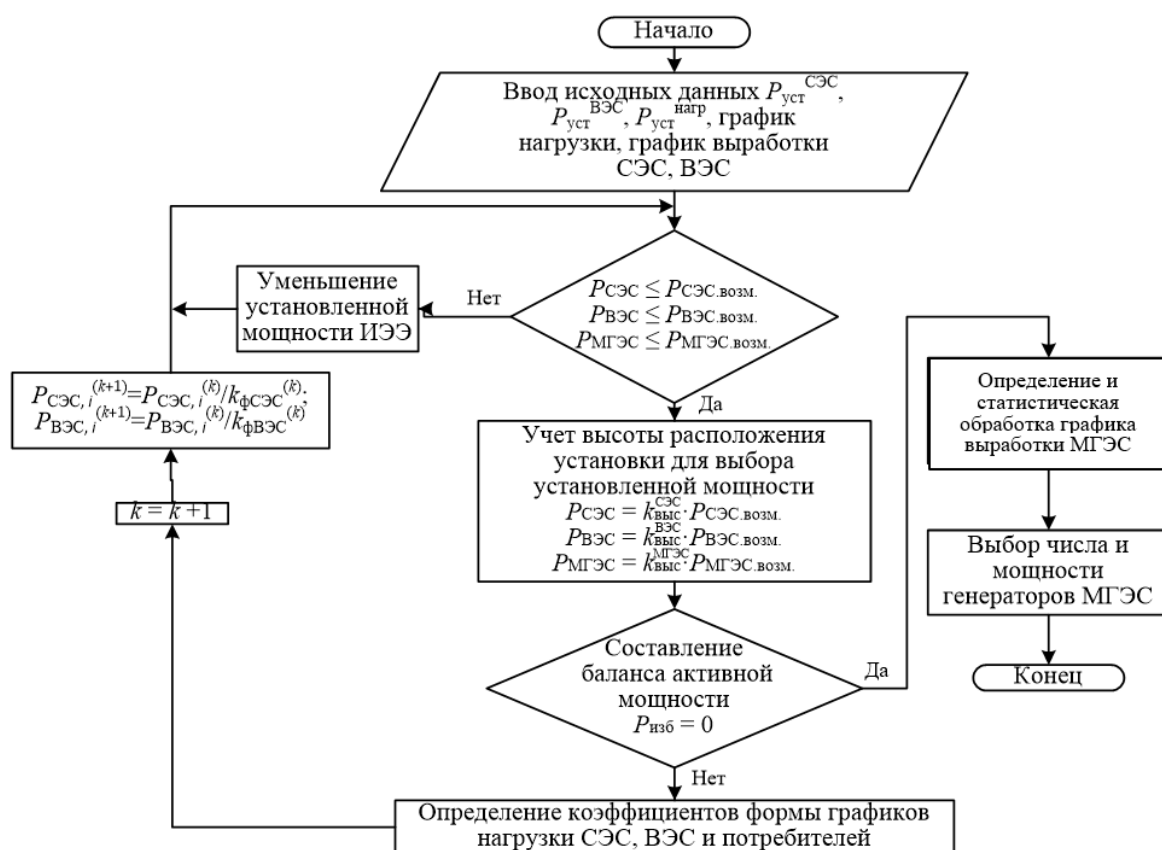
### 2.3.2. Алгоритм выбора оптимальных установленных мощностей электростанций энергокомплекса с неоднородной структурой в условиях высокогорья

Как отмечено выше, при проектировании энергетических комплексов в условиях высокогорья необходимо учитывать зависимость генерируемой мощности от высоты расположения источника над уровнем моря. Для этого, мощность каждого источника необходимо умножить на коэффициент высоты.

Выбор оптимальных установленных мощностей электростанций энергокомплекса с неоднородной структурой, в условиях высокогорья, может осуществляться согласно алгоритму, приведённого на рисунке 2.14.

Коэффициент высоты для СЭС определяется с помощью формулы (2.33) в соответствии с рисунком 1.25, а для ВЭС и МГЭС определяется с использованием графика, приведенного на рисунке 1.26. Зная коэффициенты высоты для каждого источника, можно определить окончательное значение установленной мощности, с учетом высоты расположения источников энергии над уровнем моря по формулам:

$$\begin{cases} P_{\text{ном.СЭС}} = k_{\text{выс}}^{\text{СЭС}} \cdot P_{\text{тех.возм.}}^{\text{СЭС}} \\ P_{\text{ном.ВЭС}} = k_{\text{выс}}^{\text{ВЭС}} \cdot P_{\text{тех.возм.}}^{\text{ВЭС}} \\ P_{\text{ном.МГЭС}} = k_{\text{выс}}^{\text{МГЭС}} \cdot P_{\text{тех.возм.}}^{\text{МГЭС}} \end{cases} \quad (2.34)$$

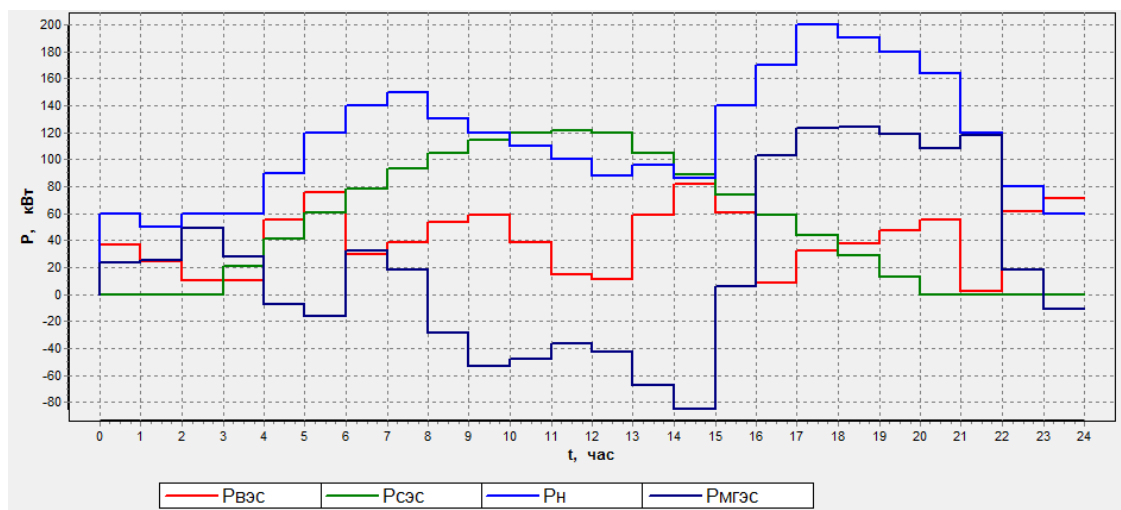


**Рисунок 2.14 – Алгоритм выбора оптимальных установленных мощностей электростанций энергокомплекса с неоднородной структурой итерационным методом, с учетом высоты размещения над уровнем моря**

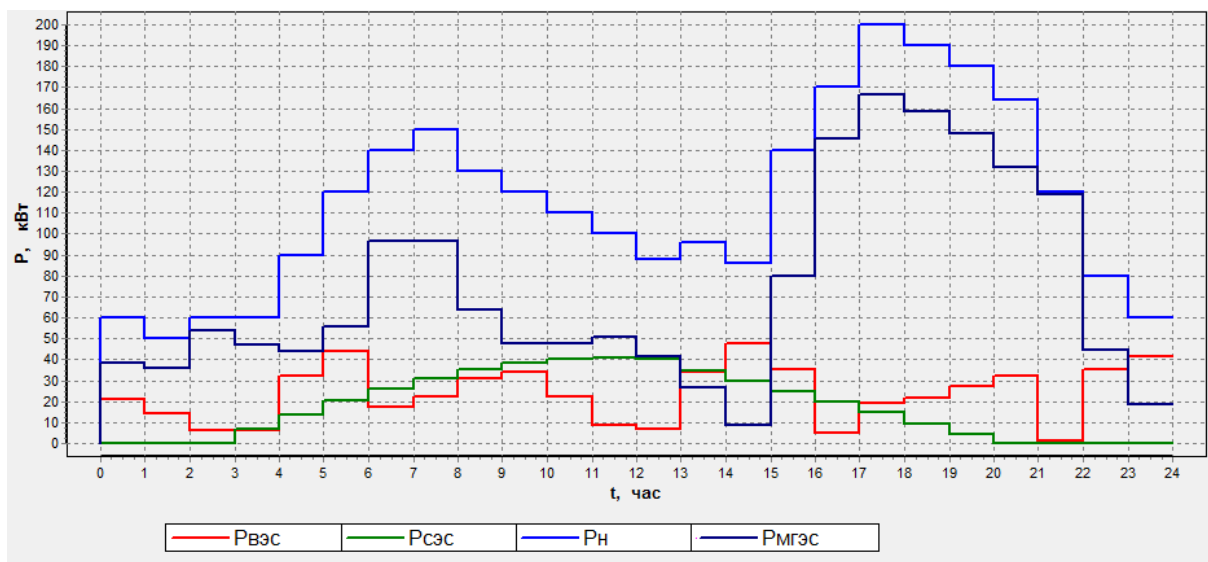
В качестве примера приводим результаты расчета выбора оптимальной мощности по разработанной программе «Программа для оптимального выбора установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом» с учетом влияния высоты расположения источников на величину генерируемой ими мощности. В качестве исходных данных принимаем мощности генерирующих источников энергокомплекса с неоднородной структурой равными  $P_{СЭС}^{уст} = 100$  кВт,  $P_{ВЭС}^{уст} = 100$  кВт,  $P_{нагр.}^{max} = 200$  кВт.

Результаты расчета программы для первой и последней (пятой) итерации, с учетом влияния высоты расположения источников над уровнем моря на генерируемую мощность, соответственно, приведены на рисунках 2.15 и 2.16.

В результате произведенного расчета по программе, на пятой итерации значения максимальной генерируемой мощности ВЭС, СЭС и МГЭС при размещении их на высоте 3800 м над уровнем моря, соответственно составили: 49 кВт, 41 кВт и 168 кВт.



**Рисунок 2.15 – Суточные графики выработки мощности генерирующими источниками и нагрузки потребителей на первой итерации (высота расположения их 3800 м над уровнем моря)**



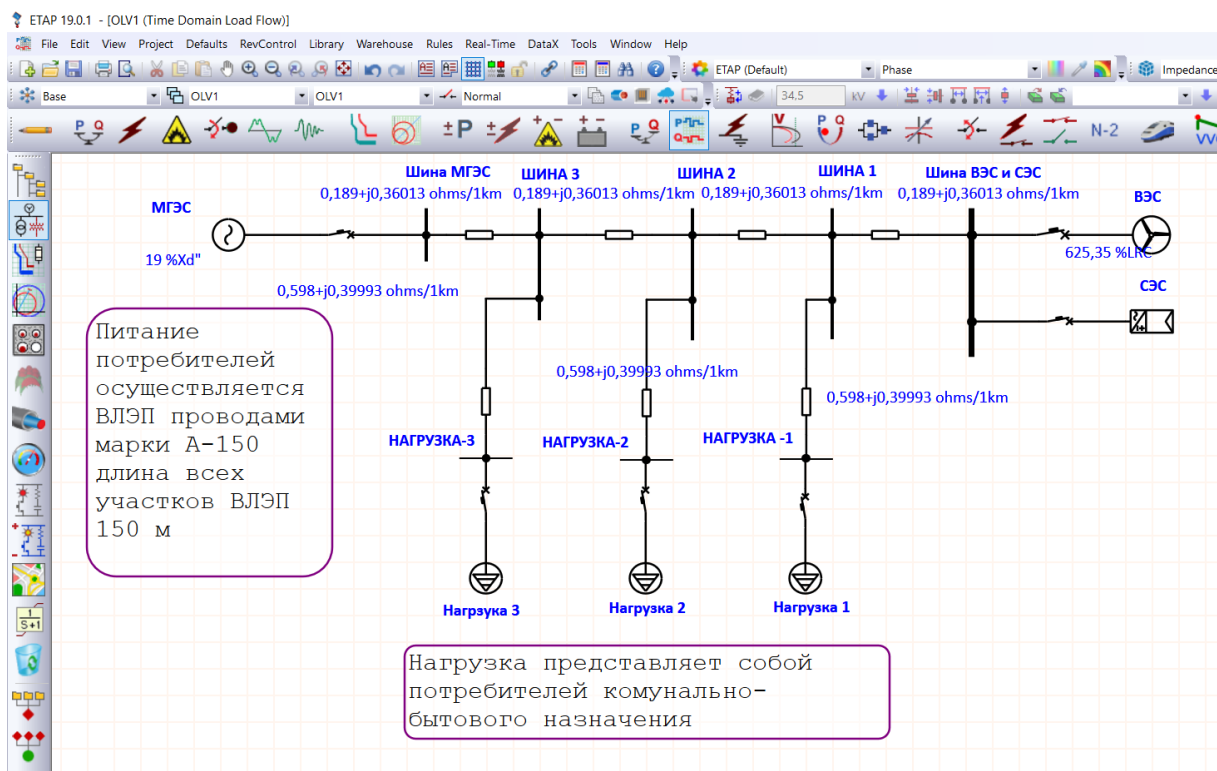
**Рисунок 2.16 – Суточные графики выработки мощности генерирующими источниками и нагрузки потребителей на последней (пятой) итерации (высота расположения их 3800 м над уровнем моря)**

С учетом высокой капиталоемкости энергетических объектов, изменение мощности генерируемой возобновляемыми источниками энергии, при размещении их на различной высоте над уровнем моря, должно учитываться на стадии проектирования. В масштабе не охваченных централизованным электроснабжением регионов страны, это может обеспечить значительную экономию капитальных вложений, обеспечивая гарантированную выработку мощности и доступа к ней потребителей.

### **2.3.3. Оптимальный выбор установленных мощностей электростанций ЭКНС по экономическому критерию итерационным методом**

Оптимизация выбора установленных мощностей генерирующих источников выполнен для ЭКНС, состоящего из СЭС, ВЭС и МГЭС. Географически объект исследования находится на территории Республики Таджикистан (поселок Мургаб, ГБАО). Модель автономной системы электроснабжения с ЭКНС построена в программном комплексе ЕТАР-19 и показана на рисунке 2.17.





**Рисунок 2.17 – Модель объекта исследования в программе ETAP-19**

В качестве исходных данных в программе задаются суточные графики нагрузки потребителей (см. рис. 2.6), график выработки электроэнергии ВЭС в зависимости от скорости ветра (см. рис. 2.7) и солнечная радиация (см. рис. 2.8).

Как правило, для надёжного электроснабжения потребителей автономных энергокомплексов используют аккумуляторную систему накопления энергии, что увеличивает капитальные затраты энергокомплекса. В данной методике для аккумуляции энергии используется водохранилище МГЭС. Поэтому, мощность МГЭС является аккумуляющей величиной и определяется балансом мощности ЭКНС (рис. 2.16).

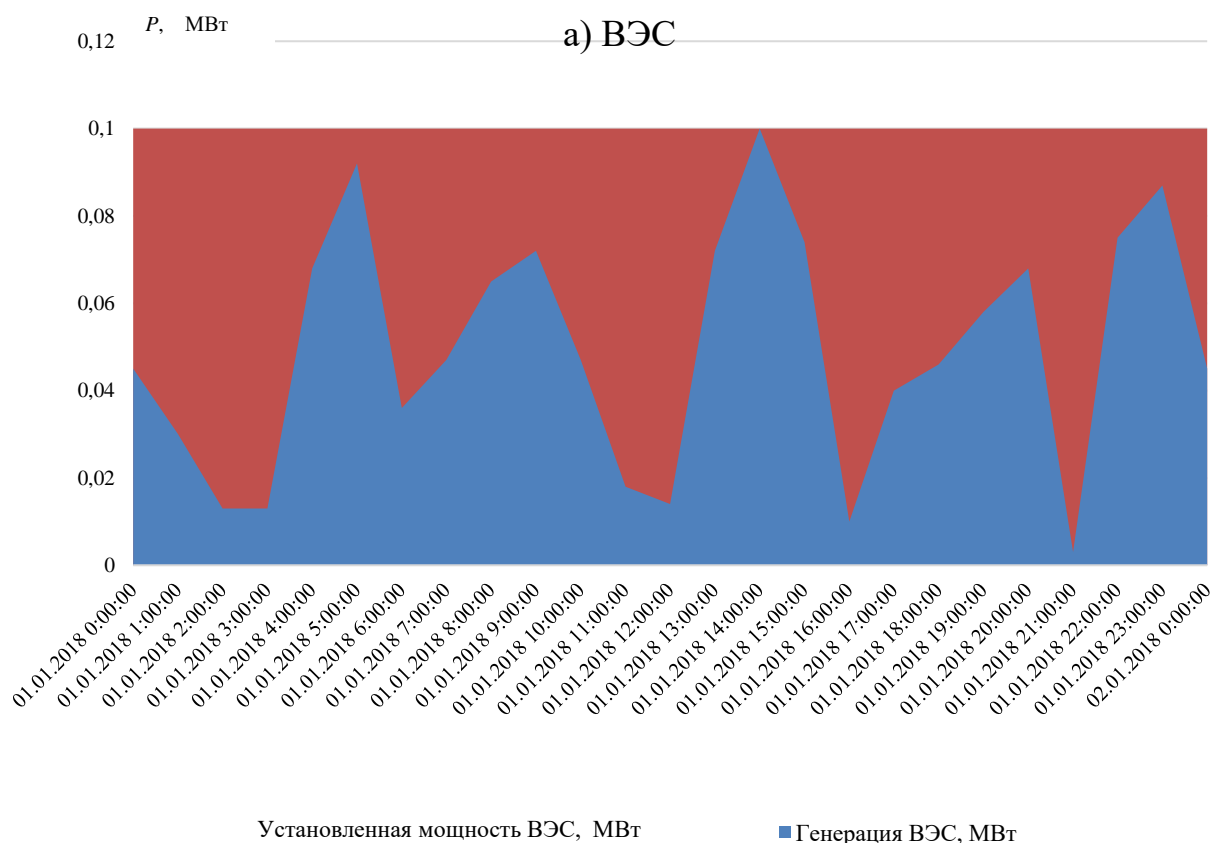
Согласно существующей методике, установленные мощности ВЭС, СЭС и МГЭС ЭКНС на первом шаге итерации определяются из графика выработки (см. рис. 2.12):

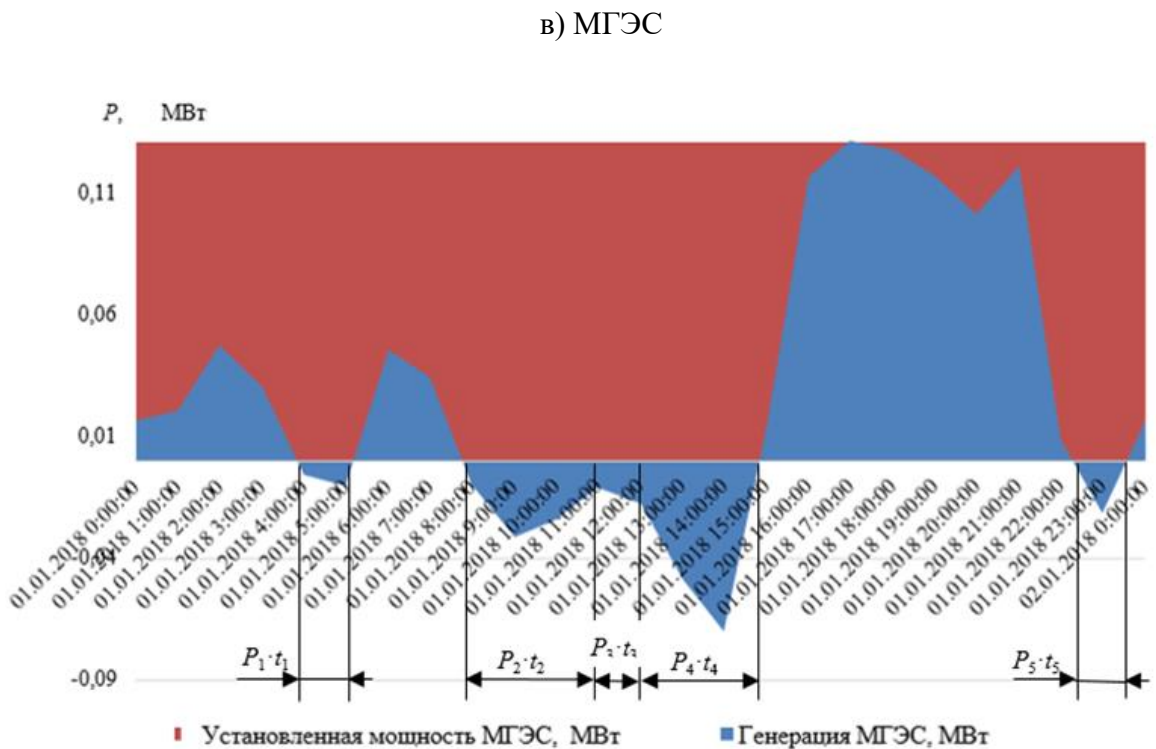
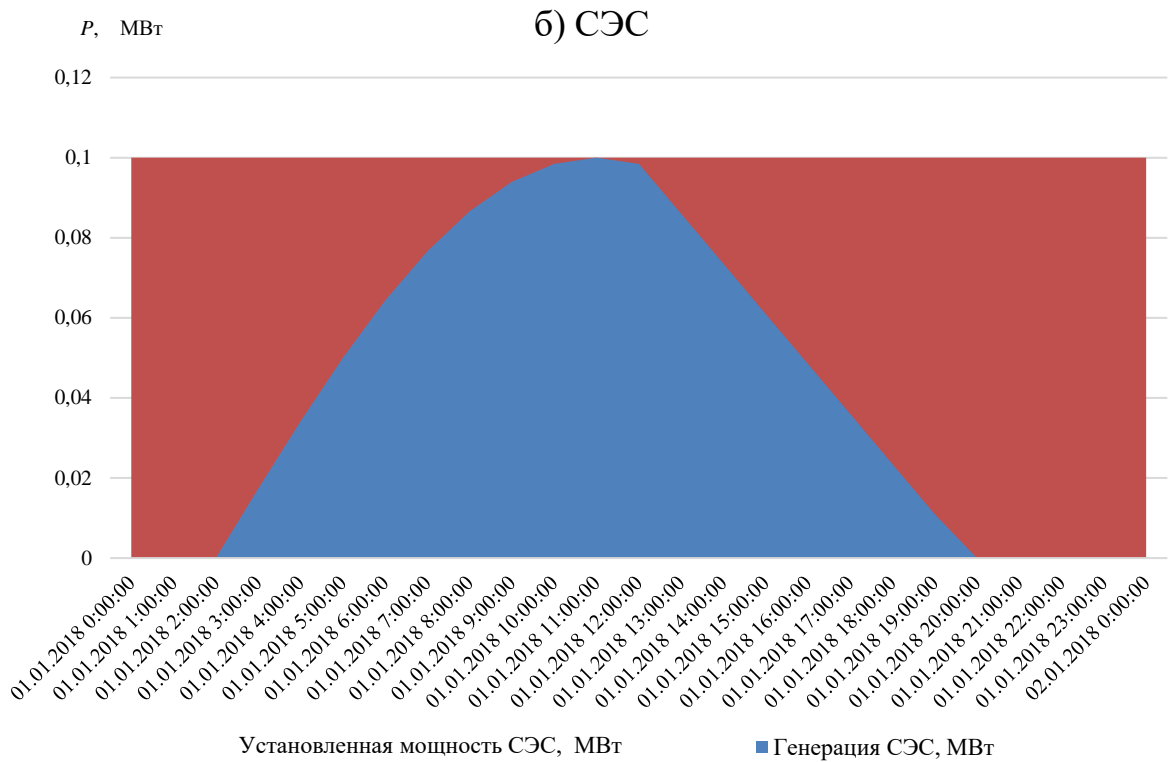
$$\begin{aligned}
 P_{\text{НОМ ВЭС}} &= 100 \text{ кВт} \geq P_{\text{maxВЭС}} = 100 \text{ кВт} \\
 P_{\text{НОМ СЭС}} &= 100 \text{ кВт} \geq P_{\text{maxСЭС}} = 100 \text{ кВт} \\
 P_{\text{НОМ МГЭС}} &= 124 \text{ кВт} \geq P_{\text{maxМГЭС}} = 124 \text{ кВт}
 \end{aligned}$$

Тогда, в соответствии с графиком выработки мощности и отношением номинальной установленной к максимальной мощности, составляем графики, которые приводятся на рисунке 2.13.

С помощью графиков, приведенных на рисунке 2.13, можно определить коэффициенты использования: ВЭС-0,423; СЭС-0,495 и МГЭС-0,213. Полученные коэффициенты использования показывают, что установленная мощность МГЭС используется только на 21,3%, ВЭС – 42,4% и СЭС – 49,5%. Низкое значение коэффициента использования установленной мощности генерирующих источников увеличивает срок окупаемости электростанций и себестоимость электроэнергии.

Баланс выработанной и потребленной электроэнергии ЭКНС, без учета потерь энергии в сети на нулевом шаге итерации, согласно исходным данным, приводится на рис. 2.19.



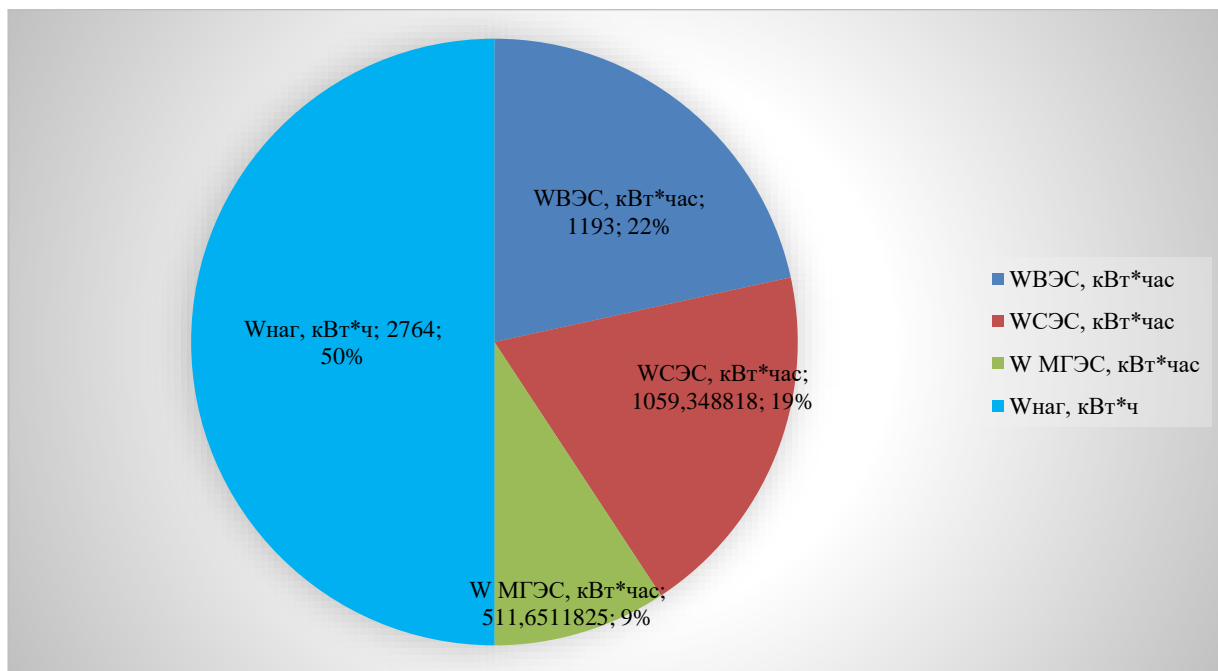


**Рисунок 2.18 – Соотношение установленной мощности и генерации:**

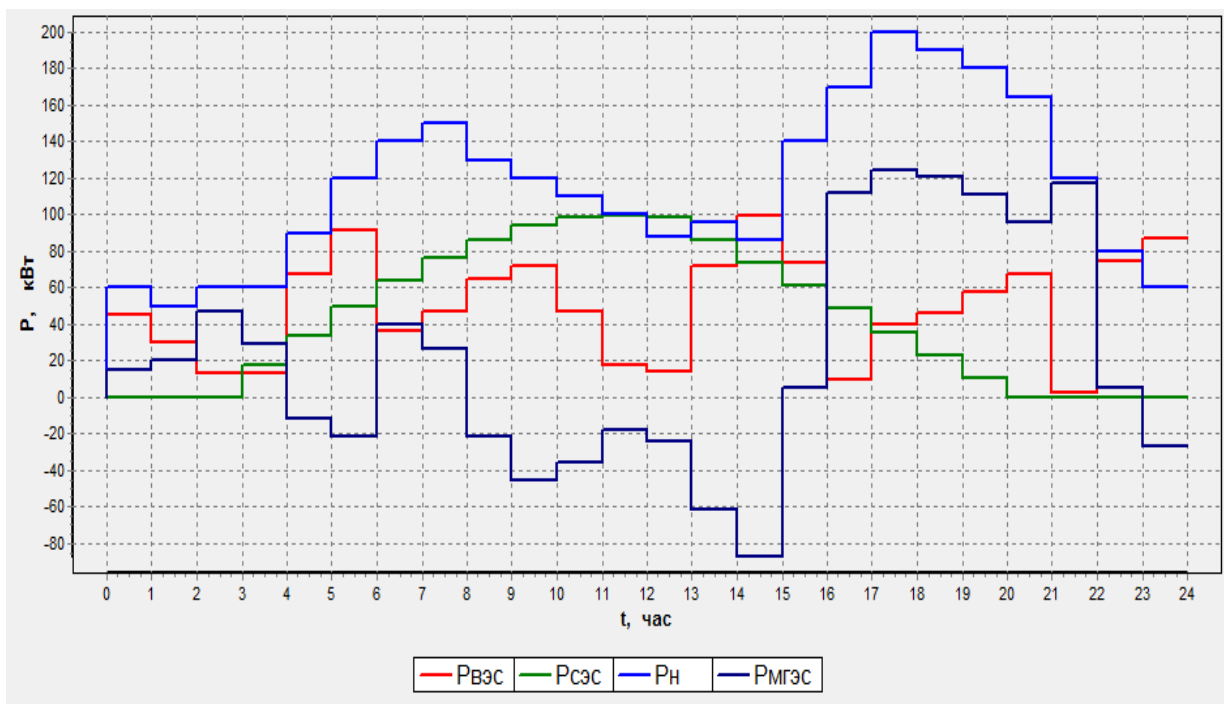
**а) ВЭС, б) СЭС и в) МГЭС**

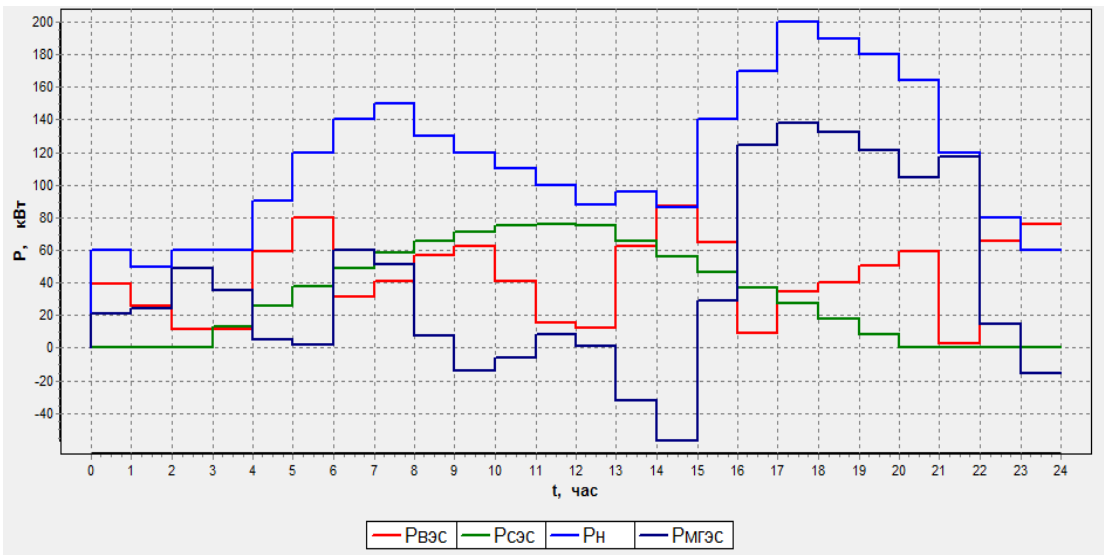
Далее, разработанная автором программа «Программа для оптимального выбора установленных мощностей электростанции (ВЭС, СЭС и МГЭС)

энергокомплекса итерационным методом» [9-А, 10-А], итерационным методом, с использованием алгоритма оптимизации, определяет соотношение установленной мощности участников ЭКНС. Результаты расчёта выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС, с использованием программного комплекса, приводятся на рисунках 2.19 ÷ 2.20 и таблице 2.3.

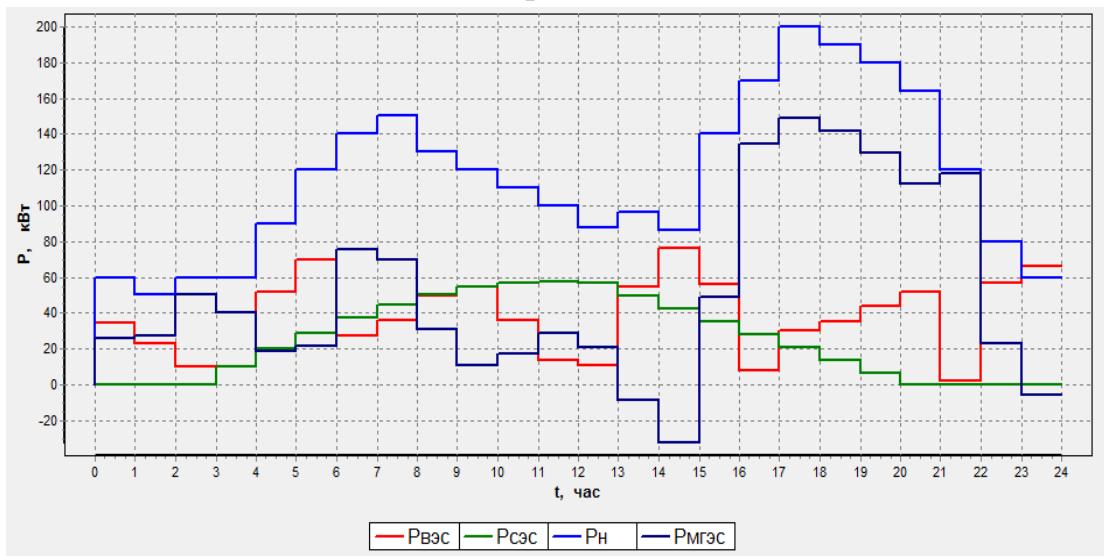


**Рисунок 2.19 – Баланс энергии ЭКНС**

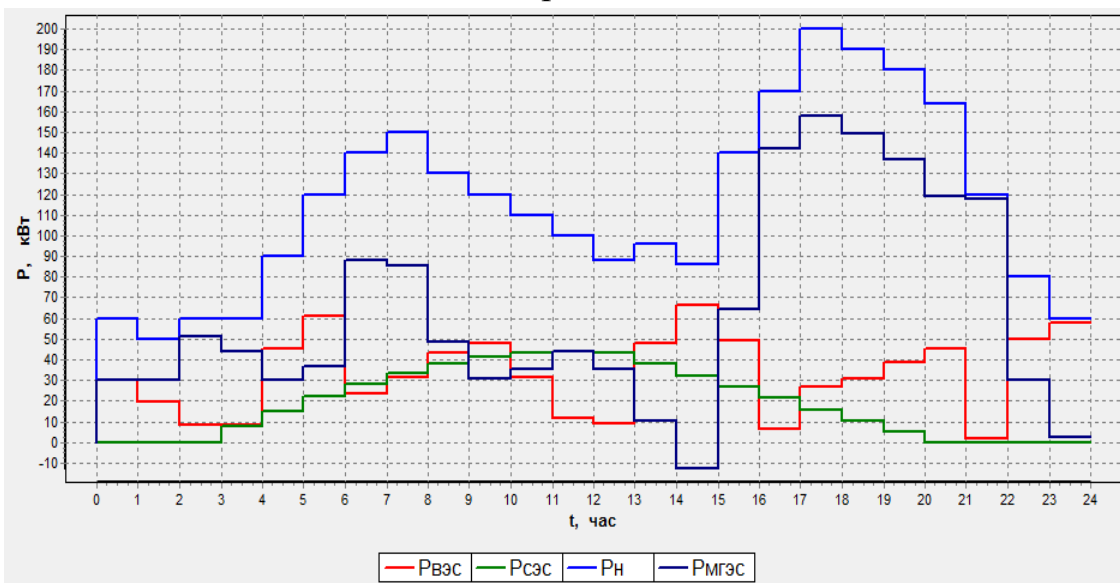




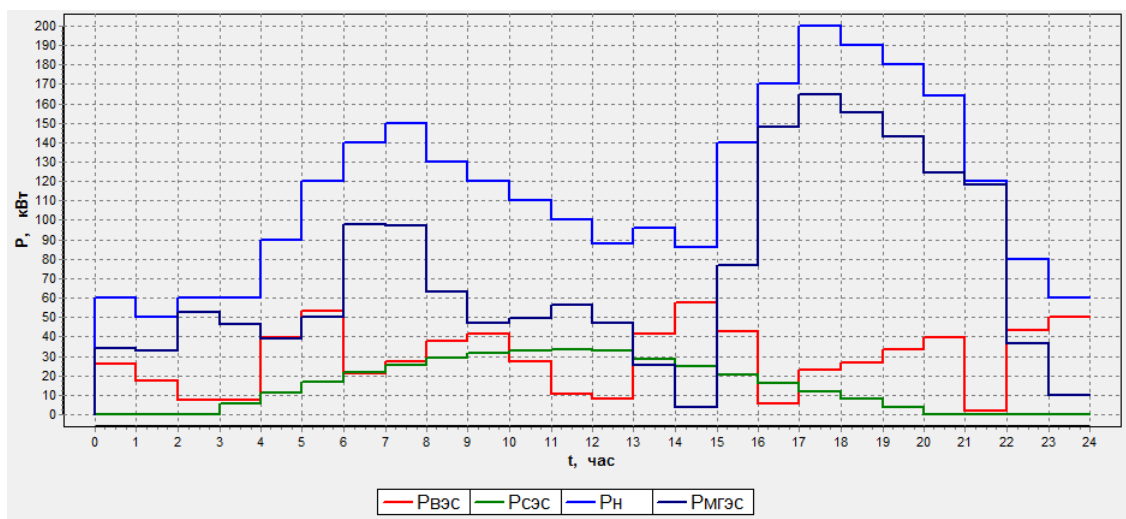
Итерация-2



Итерация-3



Итерация-4



Итерация-5

**Рисунок 2.20 – Результаты выбора оптимальной установленной мощности ВЭС, СЭС и МГЭС ЭКНС**

Как показывают результаты выбора оптимальной установленной мощности ВЭС, СЭС и МГЭС ЭКНС в разработанном программном комплексе, на первой итерации установленные мощности СЭС, ВЭС и МГЭС соответственно составили 100 кВт (19 %), 100 кВт (19 %) и 124 кВт (24 %), а на последней, в данном случае пятой, итерации установленные мощности СЭС, ВЭС и МГЭС изменились и составили, соответственно 33,47 кВт (7 %), 57,87 кВт (13 %) и 164 кВт (36 %), при неизменном значении нагрузки 200 кВт.

Учитывая приоритет СЭС и ВЭС определим объем с аккумулярованием воды на верхнем бьефе водохранилище МГЭС.

Выработка электроэнергии МГЭС в соответствии формулы (2.10) и с графиком нагрузки (рисунок 2.20):

$$W_{\text{сут.}}^{\text{МГЭС}} = \sum P_i \cdot T_i = \sum 9,81 \cdot H \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot T_{\text{сут}} \quad [\text{кВт} \cdot \text{ч}]$$

Суточный расход воды МГЭС по (2.16):

$$Q_{\text{сут.}}^{\text{МГЭС}} = V_{\text{полез.}} / T = V [\text{м}^3] / (24 \cdot 3600) \quad [\text{м}^3/\text{с}]$$

Полезный объем водохранилище:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{рек}} + Q_{\text{водохр.}}$$

При установленной мощности МГЭС  $P_{\text{уст}} = 164$  кВт, запасённый объём воды эквивалентный сэкономленной электроэнергии в энергокомплексе за

счёт аккумулярования воды на верхнем бьефе в интервалах времени 4 – 5 и 8 – 15 и 22 – 23 (рисунок 2.20):

$$W_{\text{э.кн.}} = \sum P_i \cdot T_i = 22 \cdot 1 + 46 \cdot 2 + 18 \cdot 2 + 87,5 \cdot 3 + 27 \cdot 1 = 439,5 \text{ кВт} \cdot \text{час.}$$

Учитывая большое количество озёр на территории РТ, используя их естественный объём можно увеличить гарантированный объём генерируемой мощности. Например, при использовании воды из озера Кули-калон в зимний период для МГЭС «Артуч» можно увеличить гарантированную мощность. Так как, в настоящее время в зимний период расход воды реки Артуч составляет  $0,4 \text{ м}^3/\text{с}$ , а гарантированная мощность 200 кВт. При дополнительном использовании воды из озера Кули-калон в объёме  $0,4 \text{ м}^3/\text{с}$ , общий расход составит  $0,8 \text{ м}^3/\text{с}$ , а гарантированная мощность 400 кВт. Дополнительный объём воды берётся исходя из средне-годового притока в озеро Кули-калон в объёме  $1,26 \text{ м}^3/\text{с}$  [128].

Полученные результаты используются для экономической оценки разработанного автором программного комплекса оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС.

## **2.4. Экономическая оценка программного комплекса оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС**

### **2.4.1. Экономическая эффективность программного комплекса оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС**

Оценка эффективности разработанного программного комплекса «Оптимальный выбор установленной мощности электростанций энергокомплекса на базе ВЭС, СЭС и МГЭС» произведена на основе данных таблицы 2.3.

Порядок технико-экономического расчета показан на примере первой итерации:

1. Определяются суммарные капиталовложения для всех видов электростанций энергокомплекса [111]:

**Таблица 2.3**

**Результаты расчета показателей графика нагрузки, полученные итерационным методом**

Параметры	Итерация-1			Итерация-2			Итерация-3			Итерация-4			Итерация-5		
	ВЭС	СЭС	МГЭС	ВЭС	СЭС	МГЭС	ВЭС	СЭС	МГЭС	ВЭС	СЭС	МГЭС	ВЭС	СЭС	МГЭС
$P_{\text{ср}}$ , кВт	49,85	42,57	22,74	33,53	38,32	25,52	115,17	32,97	19,41	28,77	14,77	71,63	28,77	14,77	71,63
$P_{\text{ср.кв}}$ , кВт	56,94	56,38	63,28	49,56	44,01	67,12	43,24	33,48	72,74	37,73	25,48	79,24	32,92	19,38	74,46
$K_{\phi}$	1,14	1,32	2,78	1,14	1,31	1,75	1,14	1,31	1,40	1,14	1,31	1,26	1,14	1,31	1,26
$P_{\text{max}}$ , кВт	100,00	99,85	124,07	87,12	75,97	137,82	76,02	57,81	148,79	66,33	43,98	157,64	57,87	33,47	164
$T_{\text{нб}}$ , час	4367,23	3734,92	1605,59	3371,89	4419,16	1621,82	13270,98	4995,97	1143,01	3799,18	2942,24	3980,34	4354,45	3866,6	3807,16
$P_{\text{ном}}$ , кВт	100,00	100,00	125,00	88,00	76,00	138,00	76,00	58,00	149,00	67,00	44,00	158,00	58	34	164



$$\begin{aligned}\sum K &= K_{СЭС} + K_{ВЭС} + K_{МГЭС} = 1094000 + 877319,7 + 2034840 = 4\,006\,159,7 \text{ сомони} \\ K_{СЭС} &= K_{уд.сэс} \cdot P_{УСТ} = 10940 \cdot 100 = 1094000 \text{ сомони} \\ K_{ВЭС} &= K_{уд.вэс} \cdot P_{УСТ} = 877319,7 \cdot 100 = 877319,7 \text{ сомони} \\ K_{МГЭС} &= K_{уд.МГЭС} \cdot P_{УСТ} = 16410 \cdot 124 = 2034840 \text{ сомони}\end{aligned}$$

где, для СЭС  $K_{уд.СЭС} = 10940$  сом/кВт,  $K_{уд.ВЭС} = 8773,19$  сом/кВт и  $K_{уд.МГЭС} = 16410$  сом/кВт укрупнённые удельные капиталовложения различных видов электростанций [108 – 110].

2. Суммарные издержки энергокомплекса определяются [110]:

$$\sum I = \sum I_{ЭКСП} + \sum I_{ПОТ.Э} = 32049,2774 + 19847,97 = 51\,897,2474 \text{ сомони/год}$$

Издержки на эксплуатацию энергокомплекса:

$$\sum I_{ЭКСП} = \sum I_{ам} + \sum I_{обсл} + \sum I_{рем} = 8012,3194 + 12018,479 + 12018,479 = 32\,049,2774 \text{ сомони/год}$$

где:

$$\begin{aligned}\sum I_{ам} &= \alpha_{ам} \cdot \sum K = (0,2/100) \cdot 4006159,7 = 8012,3194 \text{ сомони / год} \\ \sum I_{обсл} &= \alpha_{обсл} \cdot \sum K = (0,3/100) \cdot 4006159,7 = 12018,479 \text{ сомони / год} \\ \sum I_{рем} &= \alpha_{рем} \cdot \sum K = (0,3/100) \cdot 4006159,7 = 12018,479 \text{ сомони / год}\end{aligned}$$

где  $\alpha_{ам} = 0,2\%/год$ ,  $\alpha_{обсл} = 0,3\%/год$  и  $\alpha_{рем} = 0,3\%/год$ , нормы отчислений соответственно на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт согласно [110].

Суммарные ежегодные издержки на потери электроэнергии в элементах электрической сети ЭЖНС определяются:

$$\sum I_{ПОТ.Э} = C_э \cdot \sum \Delta W$$

где,  $C_э$  - стоимость потерь электроэнергии 0,27 сомони/(кВт·час),  $\sum \Delta W$  - суммарные годовые потери электроэнергии в элементах сети  $\sum \Delta W = \Delta W_{НАГР} + \Delta W_{УСЛ.ПОСТ}$ , кВт·час. Условно постоянную потерь электроэнергии в данной схеме, из-за отсутствия в схеме силовых трансформаторов (см. рис. 2.17), не учитываем.

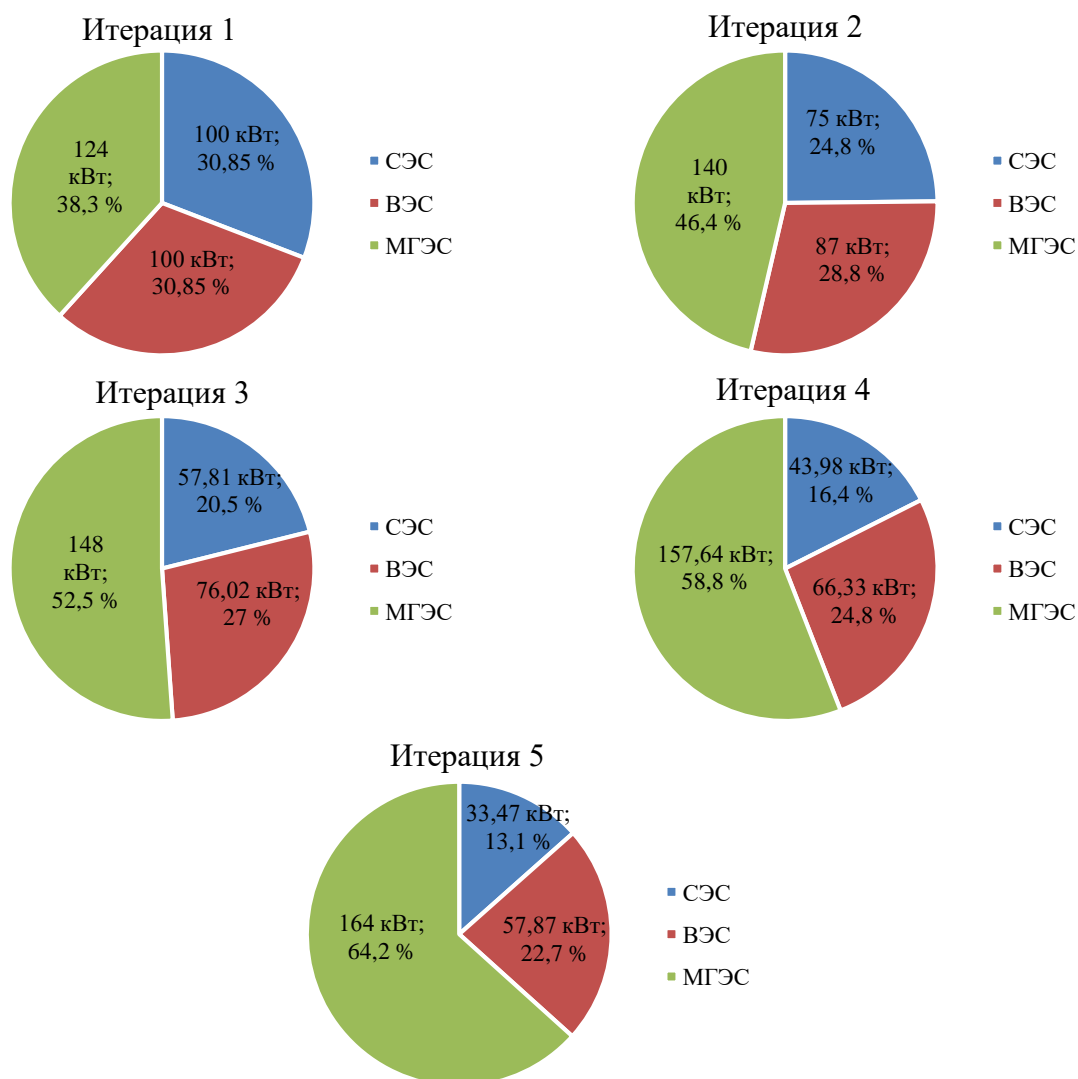
Тогда:

$$\sum I_{ПОТ.Э} = C_э \cdot \Delta W_{НАГР} = 0,27 \cdot 73511 = 19847,97 \text{ сомони / год}$$

Интегральное значение потерь электроэнергии, в данном случае, получено по результату моделирования объекта исследования в программном комплексе ЕТАР-19, в режиме интегральной характеристики графика нагрузки (см. рис. 2.6):

$$\Delta W_{НАГР} = \int_0^{24} \Delta P_{НБ} \cdot N_{День} = 201,4 \cdot 365 = 73511 \text{ кВт} \cdot \text{час} / \text{год}$$

где:  $\Delta P_{НБ}$ -суточные нагрузочные потери рассматриваемой сети в режиме наибольшей нагрузки и  $N_{День}$ - количество дней в году.



**Рисунок 2.21 – Результаты выбора установленных мощностей электростанций ЭЖНС соответственно на 1-5-ой итерациях**

После пятой итерации номинальная мощность электростанций энергокомплекса определяется следующим образом

$$P_{НОМ ВЭС} = 58 \text{ кВт} \geq P_{maxВЭС} = 57,87 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{НОМ СЭС}} = 34 \text{ кВт} \geq P_{\text{maxСЭС}} = 33,47 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{НОМ МГЭС}} = 164 \text{ кВт} \geq P_{\text{maxМГЭС}} = 164 \text{ кВт}$$

Как видно из результатов расчёта установленная мощность СЭС и ВЭС снижается, а МГЭС увеличивается.

Дисконтированные затраты для первой итерации определяются [110]:

$$Z_d = \sum K \cdot D_p + \sum I_{\text{пот}} D_d = 4006159,7 \cdot 0,361 + 19847,97 \cdot 5,328 = 1486552,695 \text{ сомони / год}$$

Согласно [15] коэффициенты дисконтирования  $D_p=0,361$ ;  $D_d=5,328$  для расчетного периода 10 лет;

Определяем величину выручки от продажи электроэнергии по интегральному значению графика потребления, в режиме наибольшей нагрузки:

$$B_{\text{ПР}} = \int_0^{24} dP_{\text{НАГ}} + N_{\text{день}} \cdot C_{\text{Э}} = 2974 \cdot 365 \cdot 0,27 = 275348,7 \text{ сомони / год}$$

Прибыль от продажи электроэнергии

$$P_p = B_{\text{пр}} - \sum I = 275348,7 - 51897,2474 = 223\,451,4526 \text{ сомони / год}$$

Срок окупаемости

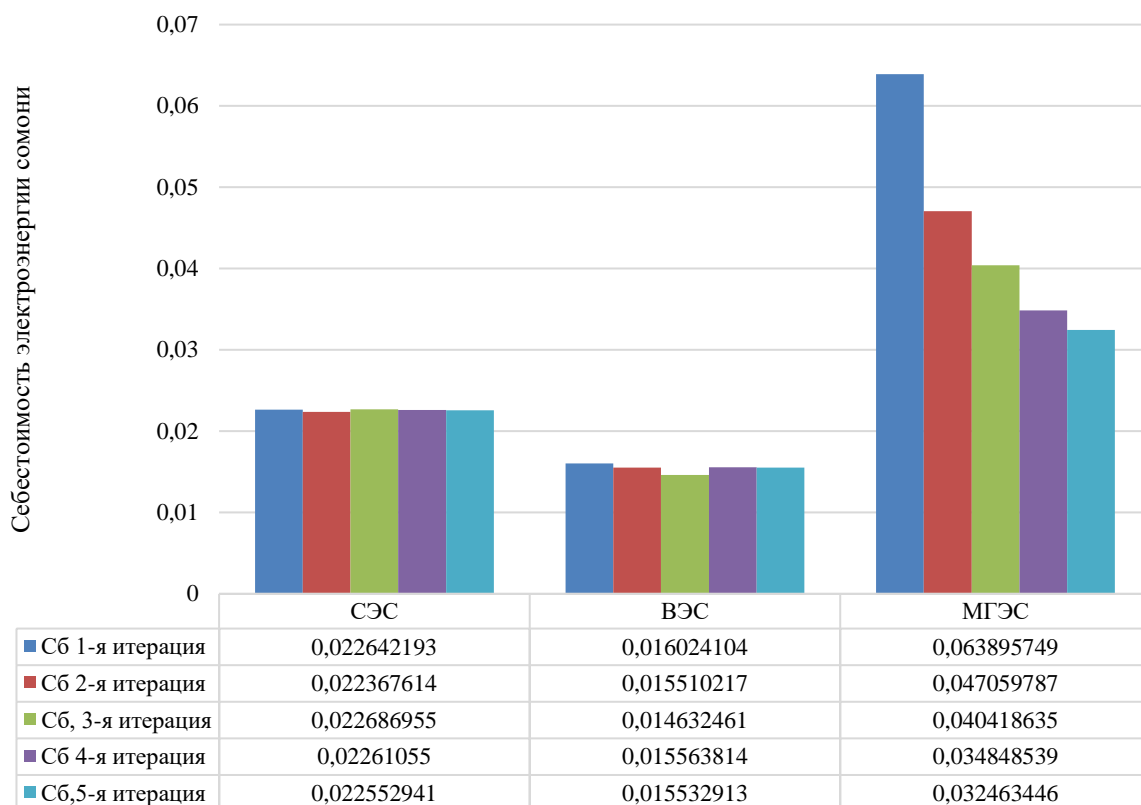
$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K}{B_{\text{ПР}} - \sum I} = \frac{4006159,7}{275348,7 - 51897,2474} = 17,92 \text{ лет}$$

Себестоимость отпущенной электроэнергии ЭКНС

$$C_B = \frac{\sum I}{W_{\text{отп}}} = \frac{51897,274}{1\,019\,810} = 0,0508 \frac{\text{сомони}}{\text{кВт} \cdot \text{Час}}$$

Для остальных шагов итерации расчет осуществляется аналогичным образом и результаты расчета приведены в таблице 2.4.

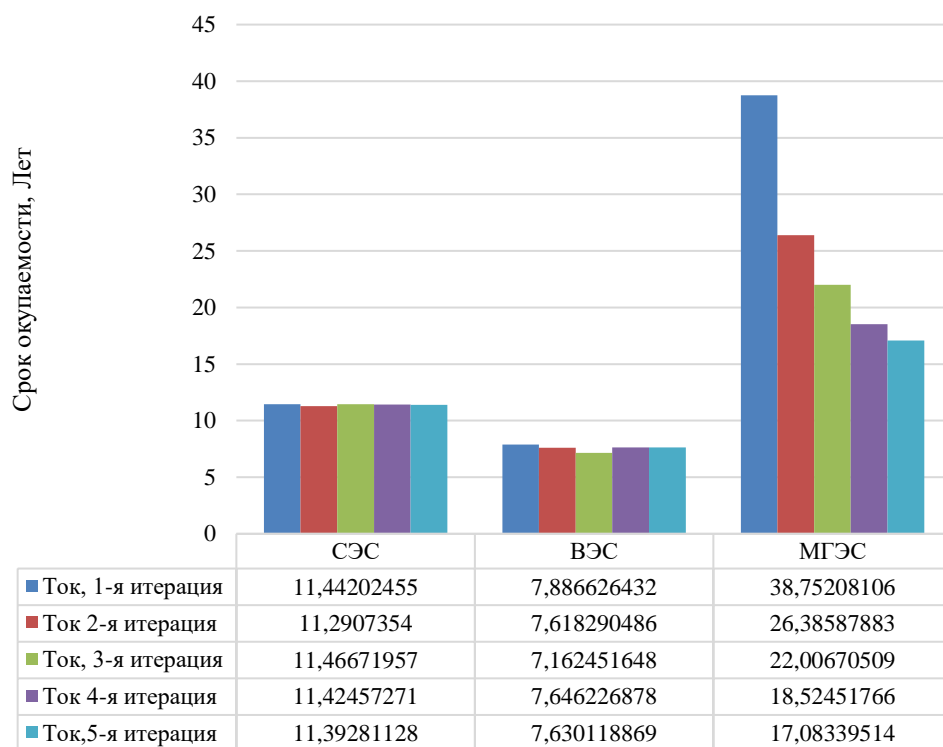
Как видно из таблицы 2.4 и рисунка 2.22 наибольшей себестоимостью характеризуется электроэнергия МГЭС, что связано с относительно большими капиталовложениями в строительство. Себестоимость 1 кВт·час электроэнергии СЭС и ВЭС не превышают 3 дирамов. Нужно отметить, что после каждой итерации величина себестоимости электроэнергии в целом, а также по отдельным электростанциям ЭКНС снижается. Снижение себестоимости существенно заметно и на МГЭС ЭКНС. На рисунке 2.23 приведено изменение срока окупаемости электростанций ЭКНС.



**Рисунок 2.22 – Изменение себестоимости электроэнергии для каждого вида электростанций ЭКНС, в зависимости от шагов итерации**

Как видно из графика самое большое значение срока окупаемости приходится на МГЭС, за счет относительно большой стоимости строительства. Срок окупаемости СЭС и ВЭС не превышают 12 лет. Нужно отметить, что после каждой итерации величина срока окупаемости в целом и по отдельности электростанций энергокомплекса снижается. Снижение срока окупаемости в данном случае особенно заметно для МГЭС энергокомплекса.

Использование разработанного программного комплекса по выбору оптимальных установленных мощностей электростанций ЭКНС (ВЭС, СЭС и МГЭС) итерационным методом позволяет уменьшить суммарные дисконтированные затраты, капиталовложения, издержки, годовые потери, себестоимость (см. Рис. 2.24а, б, в, г, д, е) и срок окупаемости (см. рис 2.25). Выручка и прибыль при реализации данной методики увеличиваются, что подтверждает актуальность разработанной программы.



**Рисунок 2.23 – Изменение срока окупаемости электростанций ЭКНС, в зависимости от шагов итерации**

#### **2.4.2. Техническая эффективность программного комплекса выбора оптимальной мощности электростанций ЭКНС**

Для технической оценки программного комплекса выбора оптимальной мощности электростанций ЭКНС произведён расчёт медленного изменения напряжения согласно [112]:

$$\begin{aligned} \delta U_{(-)} &= \left[ \frac{U_n - U_{m(-)}}{U_o} \right] \cdot 100\% \\ \delta U_{(+)} &= \left[ \frac{U_{m(+)} - U_n}{U_o} \right] \cdot 100\% \end{aligned} \quad (2.35)$$

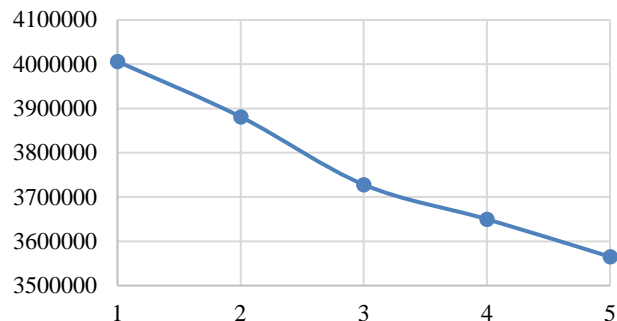
где  $U_{m(-)}$ ,  $U_{m(+)}$  – значения напряжения сети, меньшие чем  $U_o$  и большие чем  $U_o$  соответственно, измеренные в интервале времени 10 мин в соответствии с требованиями [112];  $U_o$  – напряжение, равное стандартному номинальному напряжению  $U_n$  или напряжению согласно договорным условиям  $U_c$ .

Таблица 2.2

**Результаты технико-экономического расчета эффективности разработанного программного комплекса по оптимальную выбору установленной мощности электростанций ЭЖНС**

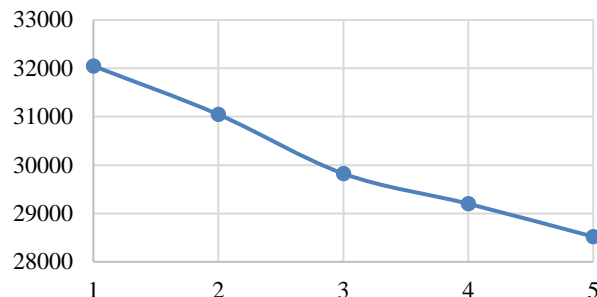
№	Руст, кВт	К1,сомони	И, ам, сомони/год	И, облс, сомони/год	И, рем,сомони/год	ΔРпер, кВт	ΔРпост, кВт	Тмакс, Час	Δвпот, кВт*час	И,потер тыс сомони/год	З, сомони/год	Wпроиз, кВт*час	Wпр, сомони/год	Pr1,сомони/год	Сб1, сом/кВт*час	Тлок
Итерация-1																
СЭС	100	1094000	2188	3282	3282		-	3866,63				386535	104364,45	95612,45	0,022642193	11,44202455
ВЭС	100	877319,7	1754,6394	2631,9591	2631,9591		-	4354,45				438000	118260	111241,4424	0,016024104	7,886626432
МГЭС	124	2034840	4069,68	6104,52	6104,52	32049,2776	-	1514				254770	68787,9	52509,18	0,063895749	38,75208106
Нарр	200						-	5044				0		-18172,62		
Итого		4006159,7	8012,3194	12018,4791	12018,4791	201,4	0	3694,77	73511	19847,97	1551973,636	1085510	293087,7	241190,4524	0,047809092	16,60994314
Итерация-2																
СЭС	75	820500	1641	2461,5	2461,5		-	3866,63				293460	79234,2	72670,2	0,022367614	11,2907354
ВЭС	87	763268,139	1526,536278	2289,804417	2289,804417		-	4351,4				393685,35	106295,0445	100188,8994	0,015510217	7,618290486
МГЭС	140	2297400	4594,8	6892,2	6892,2		-	2436				390550	105448,5	87069,3	0,047059787	26,38587883
Нарр	200						-	5044				0		-16038,1		
Итого		3881168,139	7762,336278	11643,50442	11643,50442	169	0	3924,5075	61685	16038,1	1486552,695	1077695,35	290977,7445	243890,2994	0,043692724	15,91358143
Итерация-3																
СЭС	57,81	632441,4	1264,8828	1897,3242	1897,3242		-	3866,63				223015	60214,05	55154,5188	0,022686955	11,46671957
ВЭС	76,02	666938,4359	1333,876872	2000,815308	2000,815308		-	4354,45				364635	98451,45	93115,94251	0,014632461	7,162451648
МГЭС	148	2428680	4857,36	7286,04	7286,04		-	3053,43				480705	129790,35	110360,91	0,040418635	22,00670509
Нарр	200						-	5044				0		-14329,9		
Итого		3728059,836	7456,119672	11184,17951	11184,17951	151	0	4079,6275	55115	14329,9	1422179,308	1068355	288455,85	244301,4713	0,041329313	15,26007934
Итерация-4																
СЭС	43,98	481141,2	962,2824	1443,4236	1443,4236		-	3866,63				170236	45963,72	42114,5904	0,02261055	11,42457271
ВЭС	66,33	581926,157	1163,852314	1745,778471	1745,778471		-	4354,45				299117,5	80761,725	76106,31574	0,015563814	7,646226878
МГЭС	157,64	2586872,4	5173,7448	7760,6172	7760,6172		-	3488,72				593855	160340,85	139645,8708	0,034848539	18,52451766
Нарр	200						-	5044				0		-13931,32		
Итого		3649939,757	7299,879514	10949,81927	10949,81927	146,8	0	4188,45	53582	13931,32	1391854,325	1063208,5	287066,295	243935,4569	0,040566679	14,96272745
Итерация-5																
СЭС	33,47	366161,8	732,3236	1098,4854	1098,4854		-	3866,63				129885,25	35069,0175	32139,7231	0,022552941	11,39281128
ВЭС	57,87	507704,9104	1015,409821	1523,114731	1523,114731		-	4354,45				261486	70601,22	66539,58072	0,015532913	7,630118869
МГЭС	164	2691240	5382,48	8073,72	8073,72		-	3807,16				663205	179065,35	157535,43	0,032463446	17,08339514
Нарр	200						-	5044				0		-13883,87		
Итого		3565106,71	7130,213421	10695,32013	10695,32013	146,3	0	4268,06	53399,5	13883,87	1360976,782	1054576,25	284735,5875	242330,8638	0,040210202	14,71173194

К,сомони



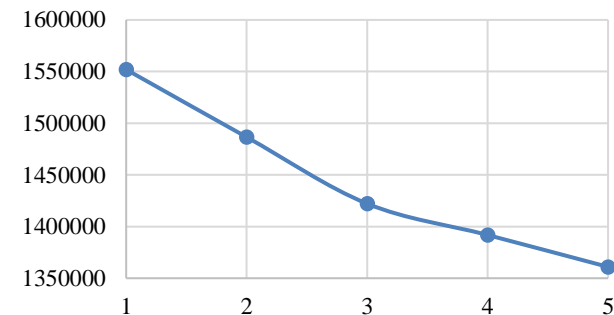
а) Изменение суммарных капиталовложений ЭКНС, от шага итерации

Исум, сомони/год



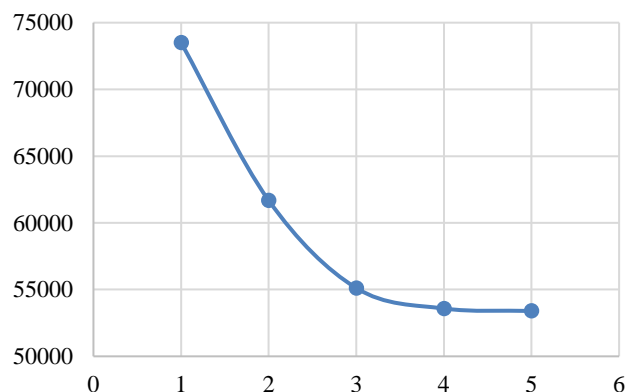
б) Изменение суммарных издержек ЭКНС, от шага итерации

З, сомони/год



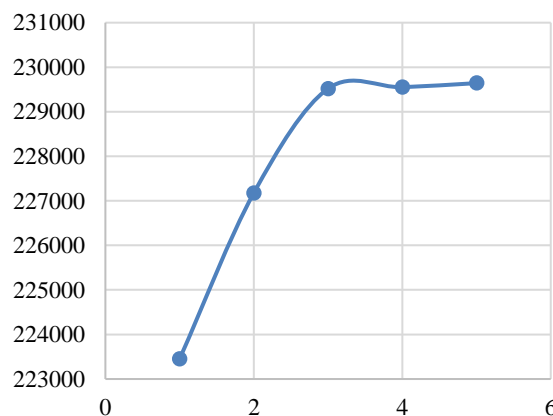
в) Изменение суммарных затрат ЭКНС, от шага итерации

$\Delta W_{пот}$ , кВт\*час



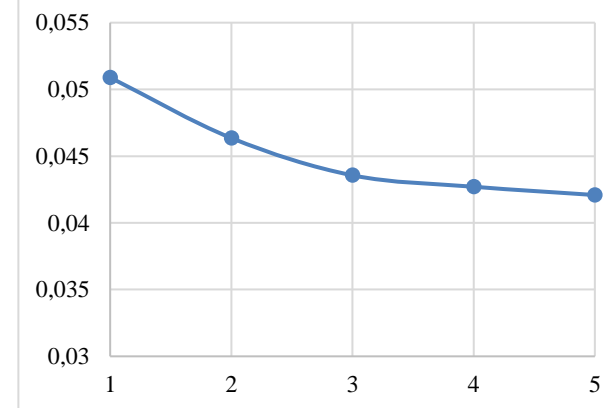
г) Изменение суммарных потерь электроэнергии ЭКНС, от шага итерации

Пр,сомони/год



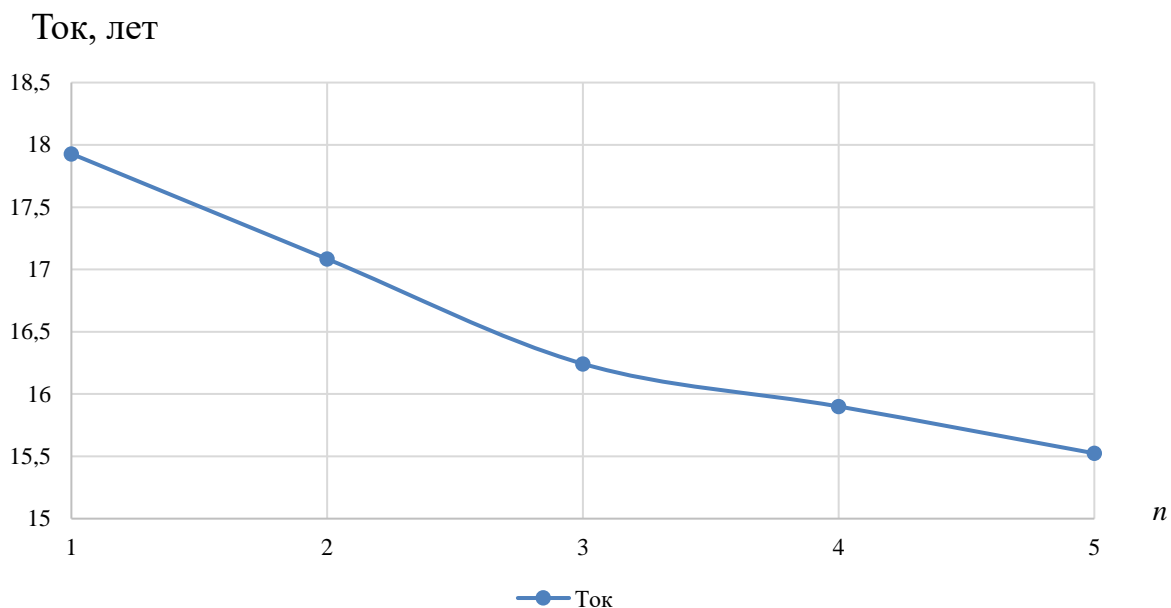
д) Изменение суммарной прибыли ЭКНС, от шага итерации

Сб, сом/кВт



е) Изменение суммарной себестоимости ЭКНС, от шага итерации

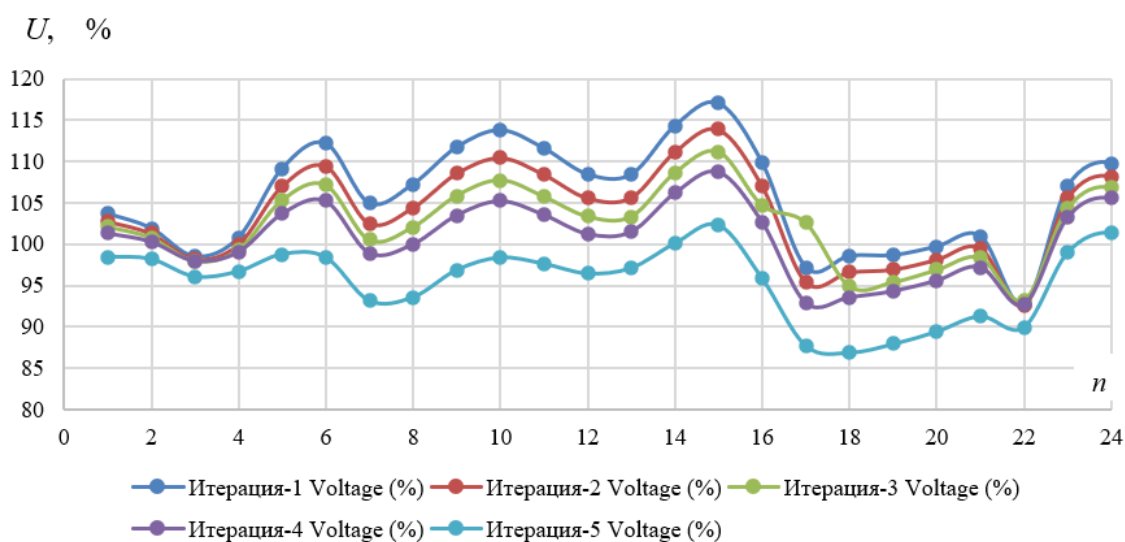
**Рисунок 2.24 – Техничко-экономические показатели методики оптимального выбора установленных мощностей электростанции (ВЭС, СЭС и МГЭС) ЭКНС итерационным методом**



**Рисунок 2.25 – Изменение суммарного срока окупаемости ЭЖНС, от шага итерации**

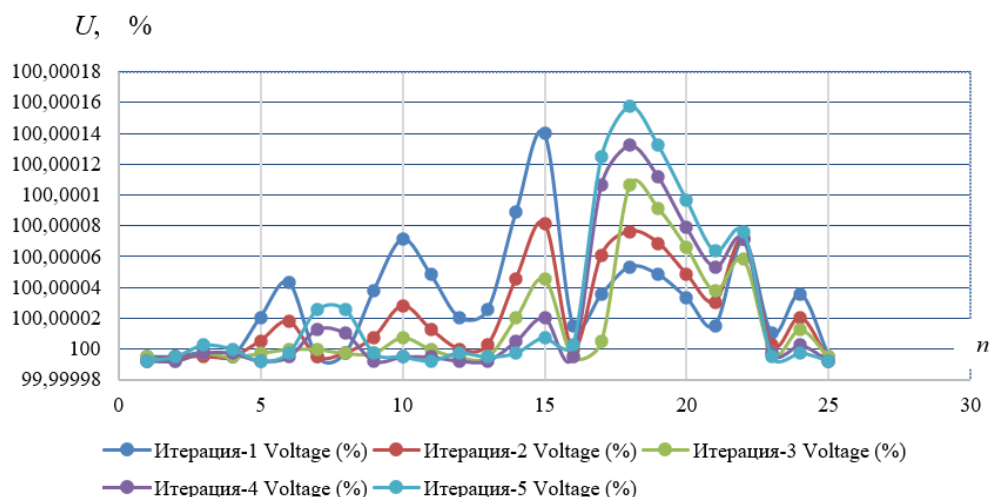
Исходные данные для расчета медленного изменения напряжения были получены по результатам моделирования режима ЭЖНС в программном комплексе ЕТАР 19, для суточного графика нагрузки (см. рисунки 2.6 – 2.8).

Результаты расчета медленного изменения напряжения представлены на рисунке 2.26.



a)





б)

**Рисунок 2.26 – Результаты расчета медленного изменения напряжения:  
а) на шине ВЭС и СЭС; б) на шине МГЭС**

Согласно результатов расчета, на шинах ВЭС и СЭС, для последней итерации напряжение не соответствует требованиям [112]. Для повышения значения медленного изменения напряжения, увеличивается напряжение на выходе ВЭС и СЭС на величину потери напряжения участка сети. Наоборот, напряжение на шине МГЭС нормализуется и на последнем шаге итерации увеличивается.

### Выводы по второй главе

1. Предложенный автором ЭКНС, учитывая непредсказуемость входных параметров ВИЭ, является наиболее приемлемым вариантом для увеличения надёжности обеспечения электроэнергией автономных потребителей.

2. Решены задачи режима работы ЭКНС, состоящего на 100 % из ИЭЭ использующих возобновляемые источники энергии, на основе линейных алгебраических уравнений, что позволяет определить эффективность работы комплекса, в зависимости от заданных ограничений как по цене, так и коэффициенту преобразования энергии возобновляемых источников в электрическую.

3. Разработанная автором методика выбора оптимальных мощностей источников ЭКНС, позволяет учитывать влияния высоты расположения ЭКНС над уровнем моря. Для выбора наилучшего варианта установленной мощности использован итерационный метод, с использованием одного из технико-экономических параметров графика нагрузки – коэффициента формы. Показано, что с увеличением высоты расположения над уровнем моря, генерируемая мощность на СЭС увеличивается, а на ВЭС и МГЭС уменьшается. Например, на высоте 3800 метров генерируемая мощность на СЭС в зимний период (декабрь) увеличивается в 1,215 раза (рисунок 1.25), на такой же высоте генерируемая мощность ВЭС и МГЭС, наоборот, снижается на 18% (рисунок 1.26).

4. На основе предложенной методики разработан программный комплекс «Оптимальный выбор установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом», можно выбрать оптимальную номинальную мощность электростанций, учитывая месторасположение и влияние природных особенностей на участников ЭКНС: ВЭС (график изменение скорости ветра и роза ветров); СЭС (график солнечной радиации и рельеф местности) и МГЭС (гидрология и потенциал реки).

5. Разработанный программный комплекс «Оптимальный выбор установленных мощностей электростанций (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом» на каждом шаге итерации позволяет получить улучшенные экономические показатели ЭКНС. Что позволяет произвести окончательный выбор установленных мощностей–участников ЭКНС. Например, капиталовложения, издержки, затраты, а также себестоимость электроэнергии после каждого шага снизились, при этом увеличивалась прибыль от выработки электроэнергии в ЭКНС.

## **ГЛАВА 3. МЕТОДИКА ПОДДЕРЖАНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЕ С НЕОДНОРОДНОЙ СТРУКТУРОЙ**

### **3.1. Исследование влияния СЭС на качество электрической энергии сети ЭКНС**

#### **3.1.1. Общее положение и постановка задач**

Для детального изучения эксплуатационных параметров действующих солнечных электростанций, входящих в ЭКНС необходимо, используя современные средства измерения, количественно оценить основные и вспомогательные параметры электроэнергии. Чтобы измерить эксплуатационные параметры на выходе солнечной электростанции, необходимо использовать современные измерительные приборы с внутренней памятью. Согласно [112–113] для исследования рабочих параметров преобразователя СЭС, где существует необходимость в непрерывном измерении, простые измерительные приборы, такие как амперметры, ваттметры, которые не имеют возможности сохранять результаты измерений, не используются. Для таких измерений необходимо использовать универсальные измерительные приборы, которые одновременно измеряют несколько параметров электрической энергии. Такими устройствами являются анализаторы показателей качества электрической энергии, которые состоят из блоков входных сигналов, аналого-цифрового преобразователя, памяти и блока выходных параметров [112 – 113].

Все задачи инструментального контроля средства измерения (СИ) [113], в зависимости от сложности и, соответственно, количества параметров, которые необходимо измерить для их решения, можно объединить в две группы.

Первая группа включает в себя контрольные задачи измерения ПКЭ, целью которых является определение соответствия измеренных значений ПК

требованиям [113], договору и техническим условиям подключения. Вторая группа должна включать измерения, направленные на широкое изучение электромагнитных процессов, связанных с режимами работы различных электроустановок и их влиянием на ПК.

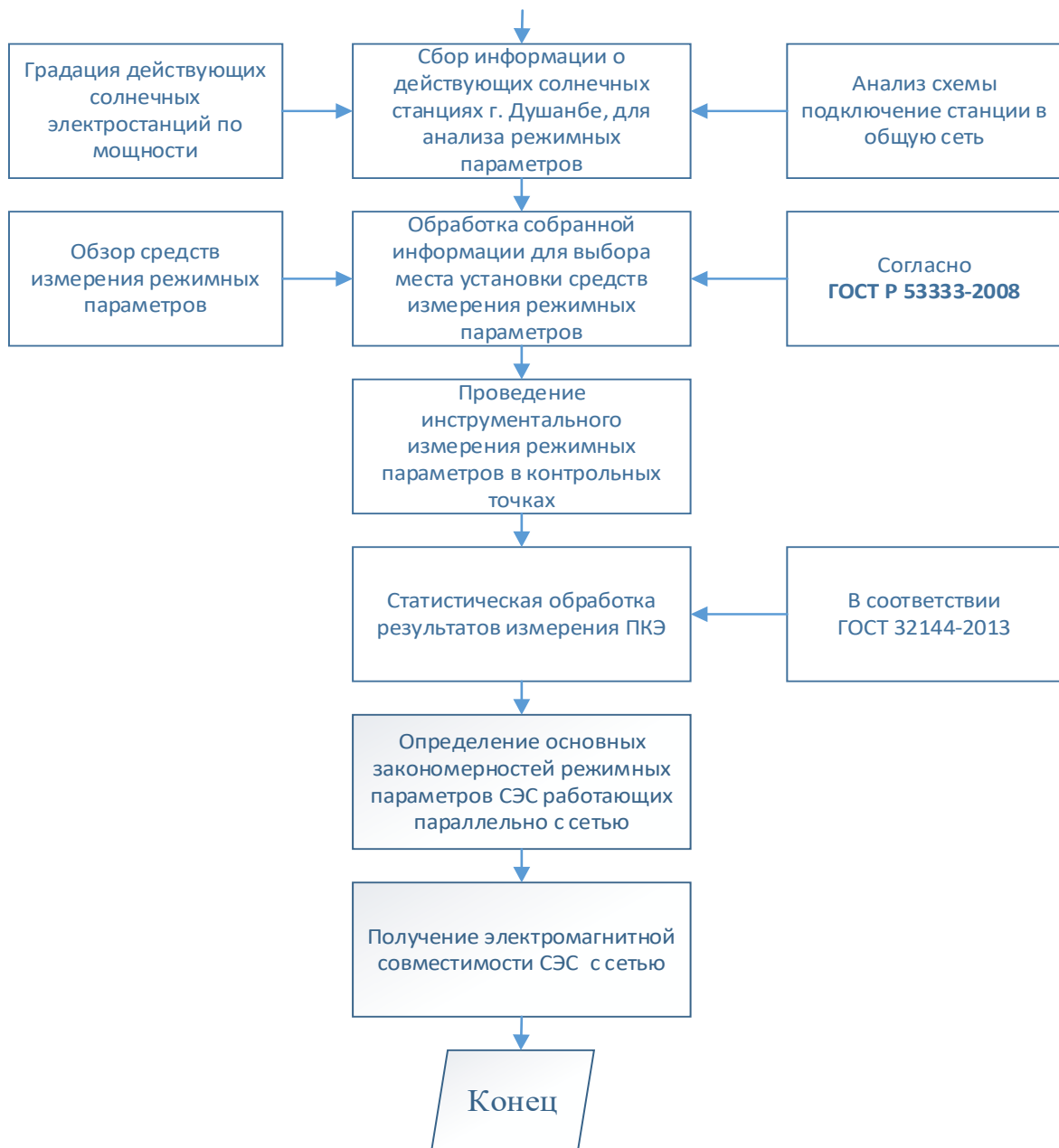
Для измерения параметров работы преобразователя СЭС, вторая группа задач используется для измерения параметров электроэнергии по ГОСТ-32144-2013.

Инверторы СЭС предназначены для преобразования постоянного тока на переменный. Они разделяются на зависимые и не зависимые. Зависимые инверторы работают параллельно с сетью. Независимые инверторы работают автономно от сети. Для обеспечения устойчивости работы инверторов параллельно с сетью необходима нормализация качества электроэнергии по изменению напряжения и отклонению частоты.

### **3.1.2. Исследование влияния СЭС на качество электрической энергии сети ЭЖНС**

Устойчивость инверторов зависит от следующих параметров: одинаковая частота инвертора и сети; одинаковое напряжение инвертора и сети; чередование фаз. Для оценки режимов работы инверторов осуществлены измерения режимных параметров на выходе действующих СЭС на территории РТ. Далее разработан алгоритм, по которому осуществлён эксперимент по анализу режимов работы инвертора с электрической сетью.

Алгоритм исследования приведён на рис.3.1 и представляет собой следующую последовательность: сбор информации об объекте исследования; выбор места установки измерительных приборов; проведение измерений; обработка результатов измерений; определение проблем, связанных с ухудшением электромагнитной обстановки и качества электроэнергии.



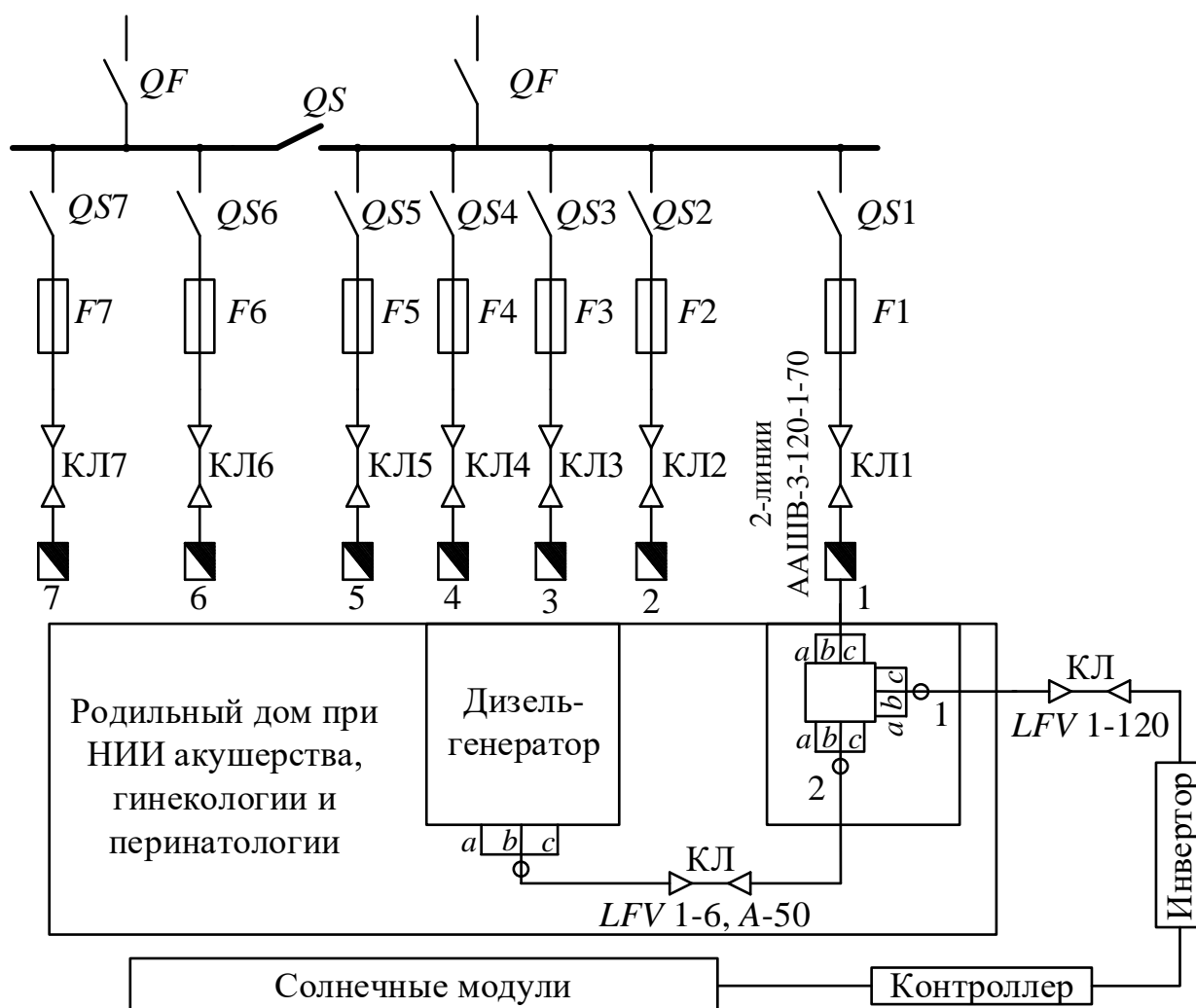
**Рисунок 3.1 - Алгоритм исследования режимных параметров солнечных электростанций работающих параллельно с сетью**

### **3.1.3. Инструментальная оценка режимных параметров солнечных электростанций**

Если режимы работы генераторов (ВЭС и МГЭС) достаточно известны, то влияние СЭС на параметры сети не исследованы. В связи с участием СЭС в составе ЭКНС, было решено определить влияние работы инверторов действующей СЭС на ПКЭ сети.

Для инструментальной оценки режимных параметров и ПКЭ в электрических сетях города Душанбе с распределённой солнечной генерацией, в период с 11.08.2023 г по 29.08.2023 г было проведено обследование в более чем в 20 точках рассматриваемой сети разных классов напряжения. Средства измерения-приборы типа FLUKE-1735-сертифицированы и внесены в государственный реестр измерительных приборов США.

*Объект исследования.* Действующая солнечная электростанция в городе Душанбе, работающая параллельно с сетью. Точки расстановки приборов в соответствии с требованиями ГОСТ-32144-2013, приведены на рис. 3.2.



**Рисунок. 3.2 – Объект исследование СЭС Роддома №1 г. Душанбе**

Таблица 3.1

## Измеряемые параметры объекта исследования

№	Измеряемые параметры электроэнергии
1.	Активная мощность, $P$
2.	Реактивная мощность, $Q$
3.	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ,
4.	Коэффициенты несимметрии по обратной $K_{2U}$ и нулевой $K_{0U}$ последовательностям (для сетей 0,38кВ)
5.	Полная мощность, $S$
6.	Коэффициент искажения синусоидальности формы кривой напряжения $K_U$ , коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$
7.	Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y$
8.	Коэффициент перенапряжения $K_{перU}$ и его длительность $\Delta t_{перU}$ ,
9.	Глубина $\delta U_{пр}$ и длительность провалов напряжения $\Delta t_U$ .
10.	Отклонение частоты $\Delta f$

Результаты измерений позволили оценить параметры электрической энергии в выбранных узлах рассматриваемой сети.

В таблице 3.2 представлены результаты экспериментальных измерений показателей качества электроэнергии на соответствие ГОСТ-32144-2013. При этом, если в точке контроля за одни сутки было зарегистрировано превышение нормативных требований, выдается заключение о несоответствии ПКЭ требованиям ГОСТ-32144-2013.

Таблица 3.2

## Результаты экспериментальных измерений ПКЭ

Номинальное напряжение, кВ	Показатели качества электрической энергии							
	$\Delta f$	$\delta U_y$	$K_{2U}$	$K_{0U}$	$K_U$	$K_{U(n)}$	$\delta U_{пр}$	$K_{перU}$
380 В	-	+	-	-	+	+	+	+
220 В	-	+	-	-	+	+	-	+

+/- Соответствует и не соответствует нормам ГОСТ-32144-2013

### 3.1.4. Анализ отклонения частоты и медленного изменения напряжения

*Анализ отклонения частоты  $\Delta f$ , [Гц]* произведен в точках 3, 4, 5, 6 согласно ГОСТ-32144-2013:

- отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать  $\pm 0,2$  Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и  $\pm 0,4$  Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю;

- отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенных к синхронизированным системам передачи электрической энергии, не должно превышать  $\pm 1$  Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и  $\pm 5$  Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю.

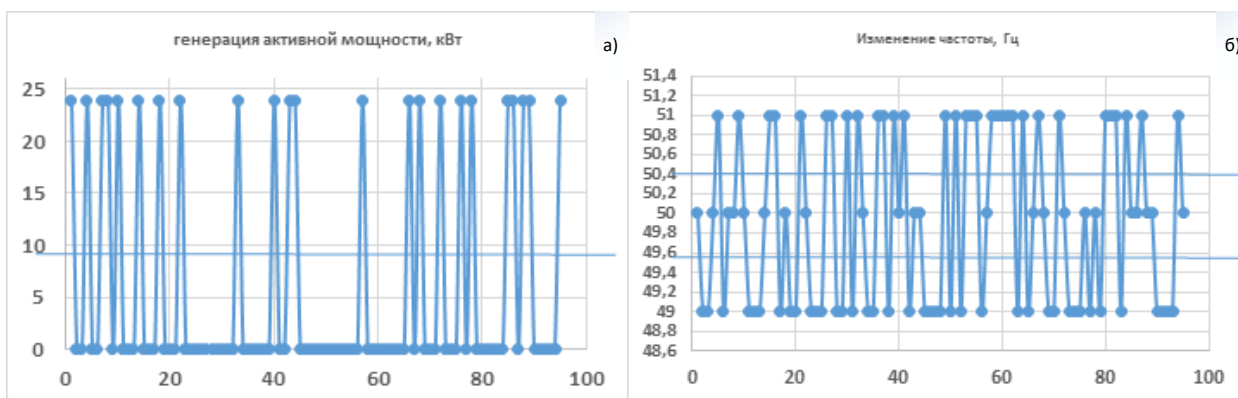
На рисунке 3.4 представлены графики изменения отклонения частоты (а) на выходе, выявленные на объекте исследования «Роддом №1» в г. Душанбе.

Судя по графику качество по частоте, в рассматриваемой сети не соответствует требованию нормативного документа ГОСТ-32144-2013. Значения частоты, за пределом предельно-допустимого коридора  $\pm 0,4$  Гц приводят к нарушению требования нормативного документа.



**Рисунок 3.4- Отклонение частоты**





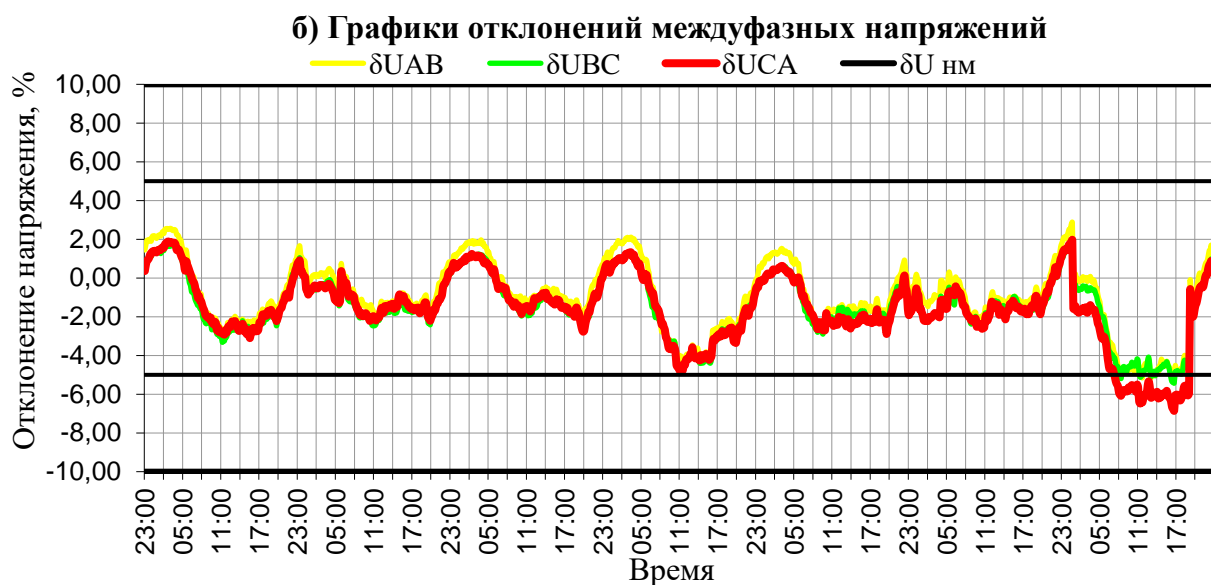
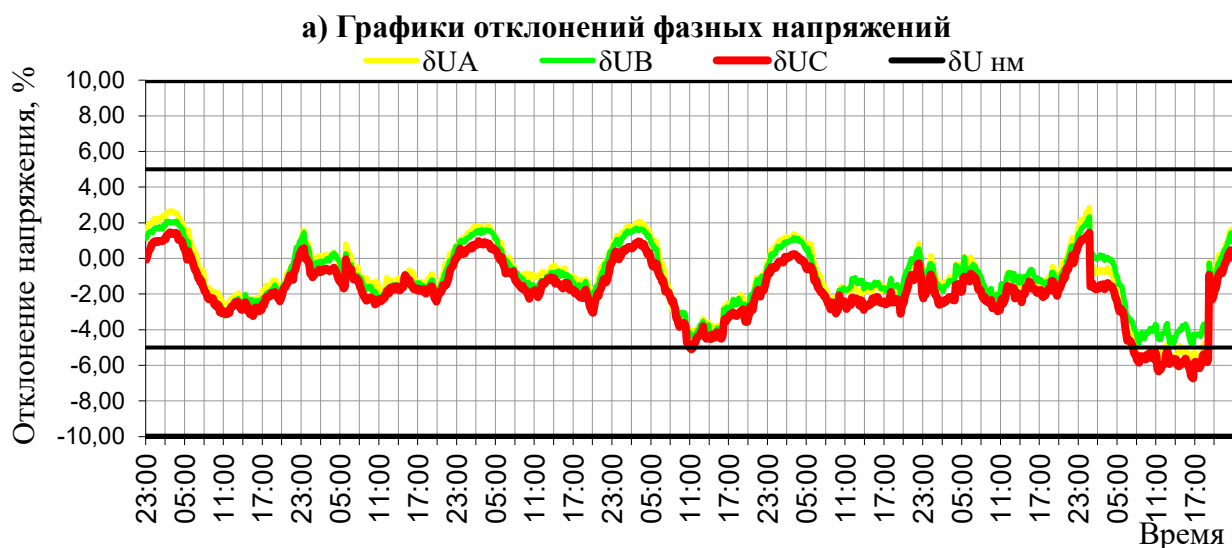
**Рисунок 3.5 – Графики изменений: а) генерация активной мощности и б) частоты на зажимах инверторов**

На рисунке 3.5 приведены графики изменения генерация активной мощности и частоты на зажимах инверторов. Как видно из графика (рис. 3.5б) при выходе из зоны допустимого предела значения отклонения частоты инвертор отключается от сети, при этом генерация на зажимах инвертора будет нулевая. При нулевой генерации снижается эффективность работы СЭС в целом. Плохое качество электроэнергии по отклонению частоты и напряжению приводит к снижению коэффициента полезного действия СЭС на 90%–30%.

Для повышения эффективности солнечной станции, без аккумуляторных батарей, в которых используются инверторы параллельно с сетью, в точке подключения станции необходимо устанавливать стабилизаторы для поддержания уровня напряжения.

Частота, как электромеханический параметр, является общесистемным параметром и зависит только от степени регулирования на электростанциях.

На рисунке 3.5 приводятся результаты измерений отклонений напряжений. Согласно анализу результатов измерений, отклонения напряжения почти во всех точках соответствует требованиям нормативного документа ( $\pm 10\%$ ).



**Рисунок 3.5 – Результаты недельного измерения установившегося отклонения напряжения на зажимах инвертора**

Отклонения напряжения влияют на режим работы зависимых инверторов. Согласно требованиям, при параллельной работы зависимого инвертора необходимо соблюдение следующих условий:

1. Частота инвертора должна быть одинаковой с частотой сети в точке подключения:

$$f_{\text{ном.инв}} = f_{\text{сети}}$$

2. Номинальное напряжение инвертора должна быть одинаковым с напряжением сети в точке подключения:

$$U_{\text{ном.инв}} = U_{\text{сети}}$$

3. Соблюдение чередование фаз.

Если нарушается любое из вышеперечисленных условий, в целях защиты инвертора от поломки, осуществляется автоматическое отключение инвертора от сети. Алгоритм защиты современных инверторов прошит в логике микропроцессора, в зависимости от стандартов качества электрической энергии. По результатам измерений (рисунок 3.5), работа инвертора на отклонение напряжения сети практически не влияет. Это связано с тем, что напряжение и частота являются опорными параметрами для синхронизации инвертора с сетью [114].

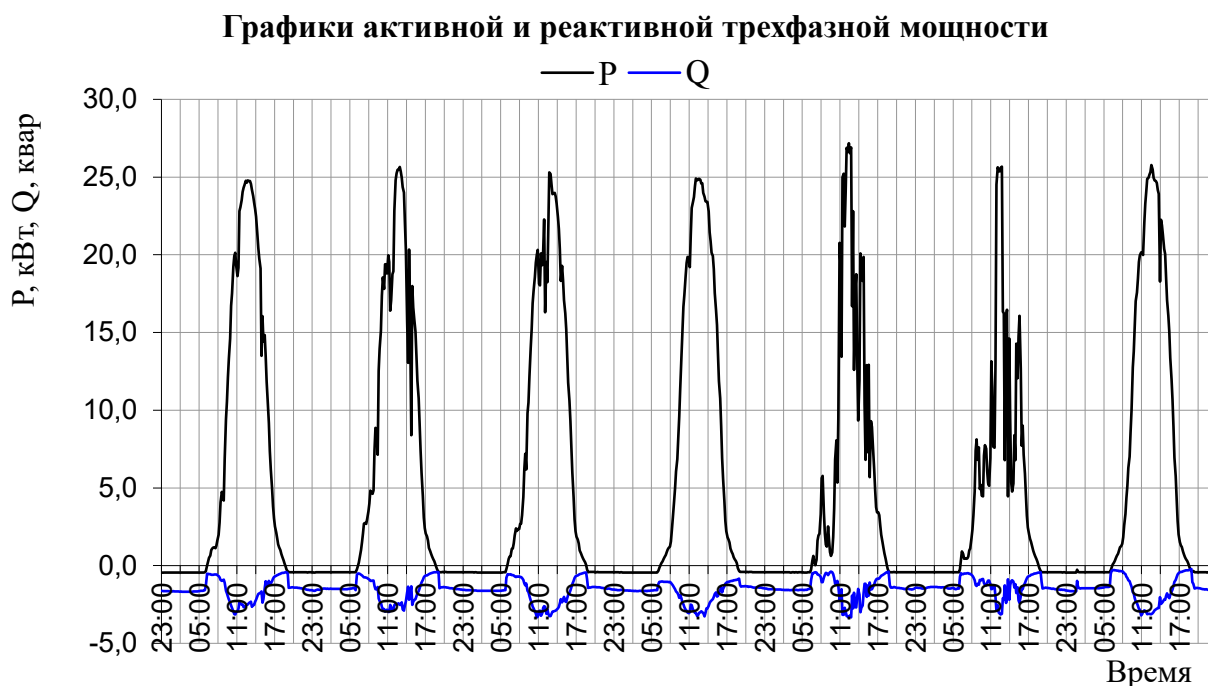
### **3.1.5. Анализ изменения мощности на выходе инвертора солнечной электростанции**

Для обеспечения оптимальной работы системы электроснабжения, состоящей из солнечной генерации, которая работает в синхронизме с сетью, необходимо измерять вырабатываемую активную и реактивную мощность. Необходимость в измерении мощности на выходе инверторов связана с обеспечением потребителей коммунально-бытового сектора, которые потребляют реактивную мощность и обеспечение баланса реактивной энергии. Исследования показывают, что [4,5] в последние годы характер и состав электроприёмников бытового сектора существенно изменился. Увеличилось количество потребляемой мощности, в ранее не использовавшихся электрических приемниках, имеющих трансформаторные и импульсные блоки питания

Согласно результатам измерения современных электроприёмников: компьютеры, телевизоры, пылесосы и другие, видно, что потребление реактивной мощности электроприёмников увеличилось. Увеличение

потребления реактивной мощности приводит к увеличению загруженности элементов системы электроснабжения и снижает коэффициент мощности.

В исследуемом ЭКНС, основным потребителем электроэнергии являются коммунально-бытовые потребители. Для анализа баланса реактивной и активной мощности приводим результаты недельного измерения активной и реактивной мощности на объекте исследования (рис. 3.6).



**Рисунок 3.6 – Результаты измерения активной и реактивной 3-х фазной мощности на выходе инвертора**

Судя по представленному графику в момент генерации электрической энергии СЭС и преобразования напряжения на выходе инвертора, для поддержания работы индуктивной части инвертор потребляет реактивную мощность от сети. Величина потребляемой реактивной мощности инвертором зависит от величины преобразованной активной мощности на выходе инвертора. Анализ результатов многочисленных измерений на выходе инверторов СЭС, которые работают параллельно с сетью показывает, что

потребление реактивной мощности из сети примерно равно 10% от генерируемой активной мощности:

$$\frac{Q_{\text{потр.инв}}}{P_{\text{вых.инверт.}}} \approx 0,1$$

Тогда потребляемую реактивную мощность инверторами можно определить

$$Q_{\text{пот.инв}} \approx 0,1 \cdot P_{\text{вых.инверт.}}$$

В ночное время суток, когда отсутствует генерация со стороны солнечных панелей, инверторы для сохранения рабочего режима потребляют из сети активную и реактивную мощность.

Согласно результатам выполненных измерений, инвертор в режиме холостого хода потребляет из сети активную мощность равной 1,85-2% и реактивную мощность 6,8-7% от установленной мощности.

При установленной мощности 27 кВт, полная мощность инвертора определяется следующим образом:

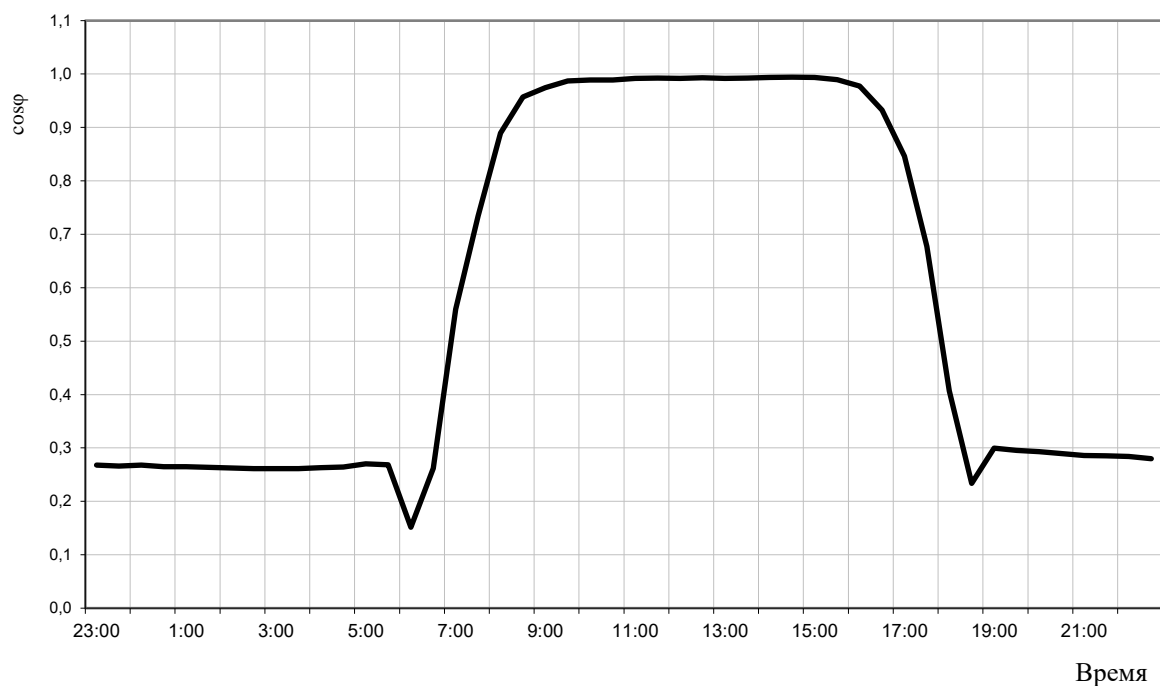
$$S_{\text{вых.инв}} = \sqrt{P_{\text{вых.инв}}^2 + Q_{\text{уд.пот.инв}}^2} = \sqrt{27^2 + (-2,7)^2} = 27,135 \text{ кВА}$$

Тогда коэффициент мощности инвертора можно определить следующим образом:

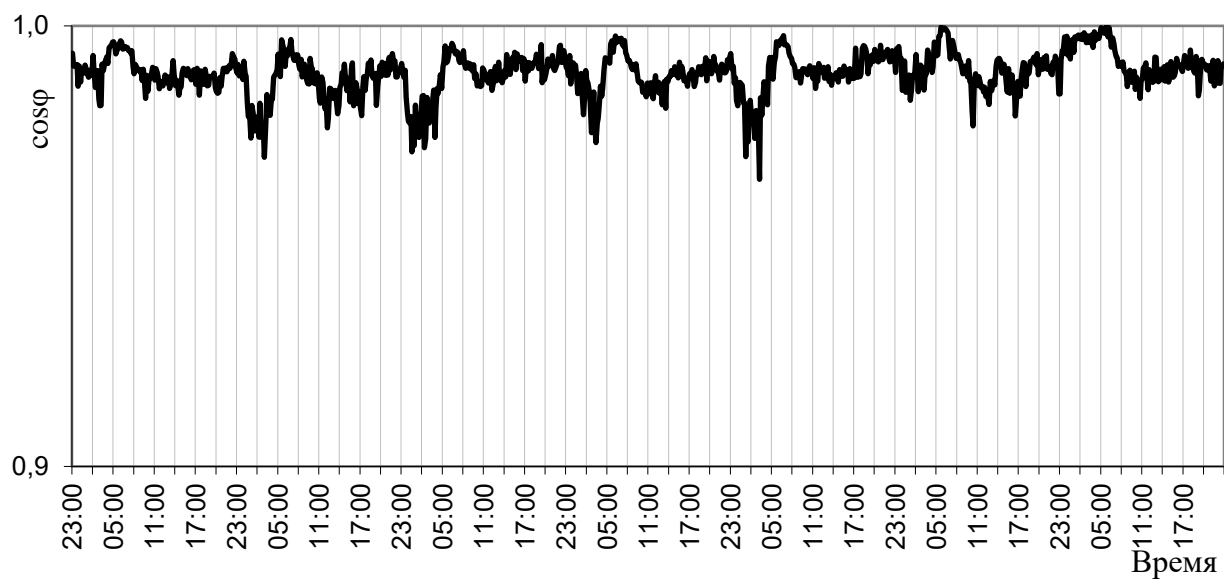
$$\cos\varphi_{\text{вых.инв}} = \frac{P_{\text{вых.инв}}}{S_{\text{вых.инв}}} = \frac{27}{27,135} \approx 1$$

Полученный результат подтверждается результатом измерения коэффициента мощности на зажиме инвертора (рисунок 3.7).

**График коэффициента мощности**



**Рисунок 3.7 – Результаты измерения коэффициента мощности на выходе инвертора**



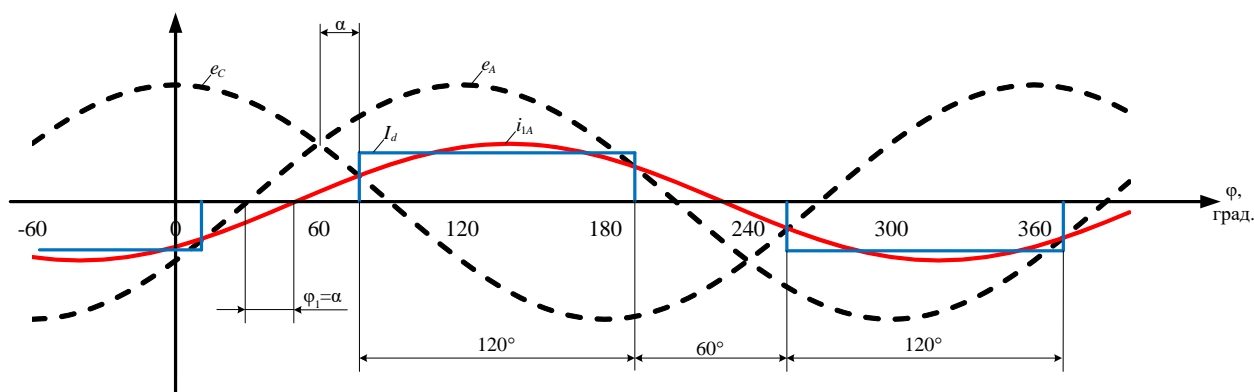
**Рисунок 3.8 – График трехфазного коэффициента мощности по первой гармонике в точке общего присоединения инвертора СЭС и нагрузки**

В точке общего присоединения, коэффициент мощности ухудшается за счёт потребления реактивной мощности инвертором из сети. При максимуме выработки электроэнергии СЭС работа инвертора ухудшает значение коэффициента мощности ( $\cos\varphi$ ).

Судя по значению коэффициента мощности инвертора, можно сделать следующие выводы:

Инвертор преобразует чисто активную мощность и от сети потребляет реактивную мощность. В режиме холостого хода от сети потребляет 6-7% от полной установленной мощности.

Потребление инвертором реактивной мощности из сети связано отставанием угла включения инвертора по отношению к напряжению сети (см. рис. 3.9). Исследуя режимы работы инверторов параллельно с сетью, можно сказать, что они потребляют из сети в режиме холостого хода (ночное время суток) активную и реактивную мощность. В режиме генерации солнечных панелей инверторы генерируя активную мощность потребляют из сети реактивную мощность.



**Рисунок 3.9 – Синусоида токов и напряжения инвертора ведомой сетью.  
1,4-токи соответствующих вентилях**

### **3.2. Измерение режимных параметров современных коммунально-бытовых электроприёмников**

Основной нагрузкой исследуемого ЭКНС являются высокогорные населённые пункты, где как правило, используются бытовые электроприемники. Для обеспечения оптимальной работы ЭКНС на основе возобновляемых источников энергии (СЭС, ВЭС и МГЭС) необходим анализ режима электропотребления современных коммунально-бытовых электроприёмников. Для анализа режимных параметров осуществляется обзор бытовых электроприёмников современных жилых домов и индивидуальное измерение показателей КЭ этих электроприёмников [115].

**Анализ электроприёмников, подключаемых к установкам ВИЭ.** Показателем, характеризующим уровни электрификации потребителей, является удельное потребление электроэнергии на одного человека. Удельное потребление зависит от энерговооружённости жилых домов, которые разделяются на следующие виды:

- дома с газовыми плитами;
- дома с электроплитами;
- дома с электроплитами, электроотоплением и электроводоподогревом.

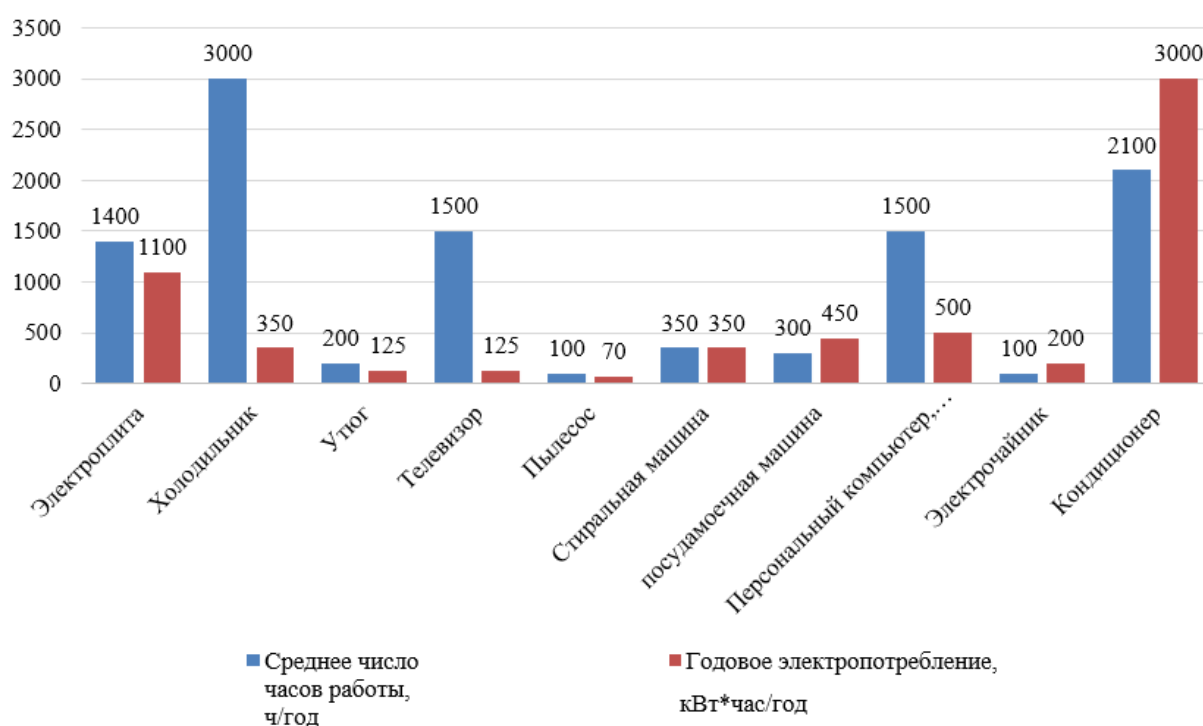
В последнее время увеличивается количество бытовых электроприёмников в коммунально-бытовых и офисных зданиях. В табл. П.2.1. приведён рост различных видов электроприёмников в коммунально-бытовом секторе [116].

По мере дальнейшего насыщения квартир бытовыми электроприборами, несмотря на рост освещённости в квартирах за счет повышения светоотдачи осветительных приборов, электропотребление на освещение будет снижаться [116].

Электропотребление наиболее распространенных бытовых электроприёмников приводится в табл. П.2.2.



Включение бытовых электроприёмников в жилых домах носит случайный характер. Электропотребление в жилых домах зависит от численности людей в квартире и распорядка дня, насыщенности квартиры электроприёмниками и др. На основании анализа режимов работы бытовых электроприёмников можно выделить следующих потребителей электроэнергии: электроплита (со вспомогательным оборудованием кухни и, в первую очередь, электрочайником) — 35—40 %; холодильник(и) — 15 %; освещение — 15—20 %; остальные электроприборы — 25—35 %. При этом, до 10 % электроэнергии потребляют электроприборы в выключенном состоянии в режиме ожидания. Вышеприведённые цифры будут меняться в зависимости от индивидуальных особенностей быта, состава семьи и уровня доходов.



**Рисунок 3.10 – Средние значения числа часов работы бытовых электроприборов и их годового электропотребления**

Как видно из графика (см. рис. 3.10.) электроприемниками (ЭП) с относительно большим значением электропотребления являются:

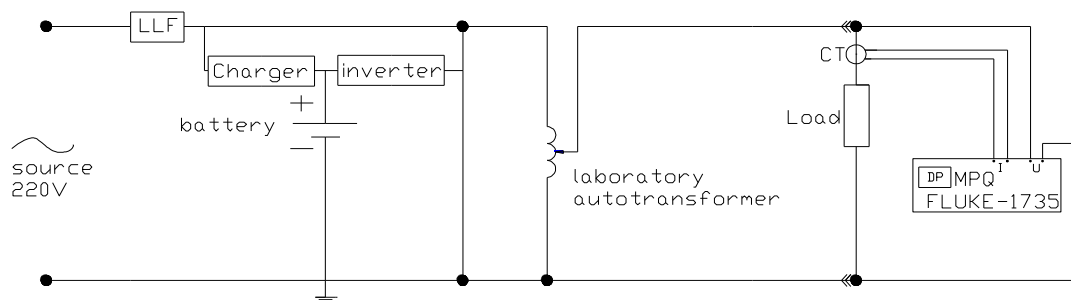
- Кондиционер
- Электроплита
- Персональный компьютер
- Посудомоечная машина
- Холодильник

Согласно табл. П.2.2. К ЭП с относительно большой установленной мощностью можно отнести:

- Электроплита
- Электроосвещение
- Кондиционер
- Посудомоечная машина
- Стиральная машина
- Пылесос

Для уточнения потребляемой реактивной мощности и ее коэффициента мощности осуществляем анализ измеренных результатов режимных параметров для характерных электроприёмников, используя экспериментальную установку.

Схема экспериментальной установки приводится на рисунке 3.11.



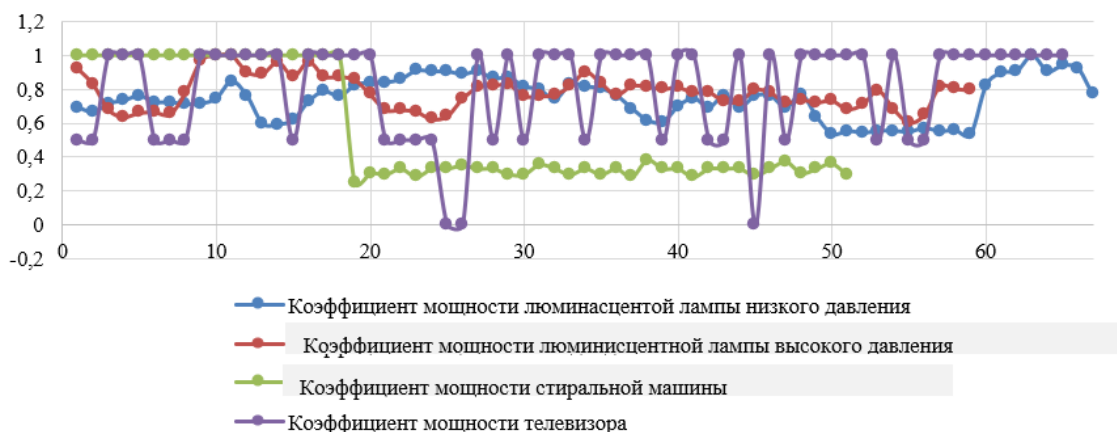
**Рисунок 3.11 – Схема экспериментальной установки**

Схема экспериментальной установки представляет собой:

- источник бесперебойного питания (для фильтрации токов высших гармоник, которые поступают со стороны электрической сети);
- лабораторный автотрансформатор (для регулирования напряжения на зажимах электроприёмника);

- средство измерения показателей качества электрической энергии (для измерения ПКЭ).

*Измерения коэффициента мощности ( $\cos\varphi$ ).* Производится измерение активной и реактивной мощности характерных электроприёмников с использованием экспериментальной установки, которая представлена на рисунке 3.11. Результаты измерений иллюстрируются на рисунке 3.12.



**Рисунок 3.12 – Результаты измерений коэффициента мощности  $\cos\varphi$  по активной нагрузке электроприёмников**

Как известно [116] большая часть нагревательных электроприемников (электроплита, утюг, термекс и электрочайник) не потребляют реактивную мощность. Для вышеперечисленных электроприёмников измерения не производились.

Осветительные электроприемники, стиральные машины, пылесос, холодильник, телевизор, микроволновая печь и др., потребляют реактивную мощность. Результаты обработки измеренных данных по исследуемым электроприёмникам показали, что почти все современные электроприемники потребляют реактивную мощность из сети, и, в среднем коэффициент мощности их не превышает 0,71 (таблица 3.4).

В Республике Таджикистан широко используются кондиционеры для обогрева, вентиляции и кондиционирования воздуха. Кондиционеры в

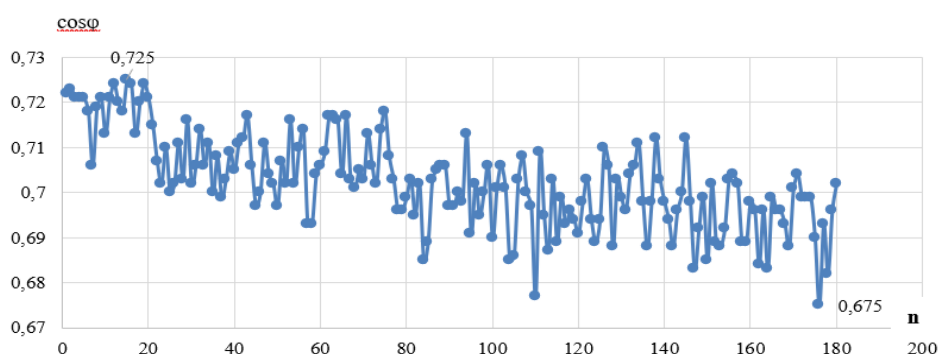
основном широко используются в период с мая по сентябрь месяцы, для охлаждения воздуха в помещениях.

**Таблица 3.4**

**Экспериментальные данные коэффициента мощности, современных коммунально-бытовых электроприёмников**

№	Наименование приёмника	$\cos\varphi_{\text{ср}}$
1	Энергосберегающие лампы низкого давления	0,744
2	Светодиодные лампы	0,78
3	Стиральные машины	0,322
4	Телевизор плазменный	0,79
5	Кондиционер	0,7
6	Микроволновая печь	0,85
7	Компьютер	0,95
8	DVD плеер	0,95
10	Привода насосов, центрифуг, соковыжималок, кухонных машин, мясорубок, компрессоров	0,560
11	Электродвигатель компрессора холодильника	0,52
Среднее значения		0,71

В зимнем периоде кондиционеры частично используется для обогрева помещений.



**Рисунок 3.13 – Результаты измерения коэффициента мощности кондиционера (n-количество интервалов усреднений)**

Как видно из графика, приведённую на рис.3.13 максимальное и минимальное значения коэффициента мощности у кондиционеров находится в пределах от 0,725 до 0,675. Изменение значения коэффициента мощности осуществляется за счёт отклонения напряжения на зажимах кондиционера. Для оптимизации реактивной мощности и напряжения разрабатываем модель ЭКНС на базе программного комплекса RastrWin 3.

### 3.3. Модель энергокомплекса в условиях высокогорья

Моделируется участок автономной электрической сети в Мургабском районе напряжением 0,4 кВ. В качестве источника питания выбран ЭКНС (МГЭС-150кВт, СЭС-60 кВт и ВЭС-20 кВт). Принимается магистральная воздушная линия электропередачи в Мургабском районе с коммунально-битовой нагрузкой установленной мощностью 180 кВт.

В качестве объекта исследования рассматривается магистральная воздушная линия электропередачи 0,4 кВ сельской местности. Скелетная электрическая схема объекта исследования приведена на рисунке 3.14.

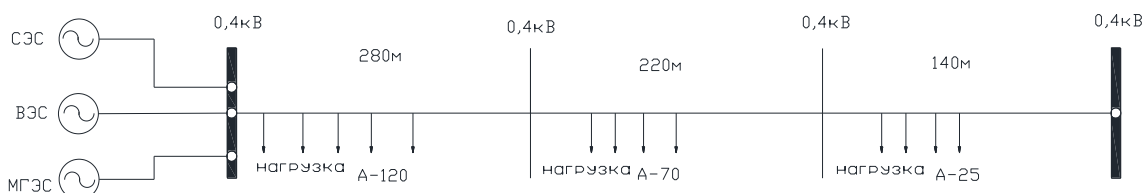


Рисунок 3.14 – Магистральная ВЛЭП в составе ЭКНС

#### Исходные данные для модели

Основными источниками информации о режимах работы рассматриваемой сети были результаты, полученные в ходе экспериментального обследования, к которым относятся:

- 1 Суточные графики по активной, реактивной и полной мощностям нагрузок всех узлов (к которым присоединены, отходящие и питающие линии и источники);

- 2 Текущая принципиальная однолинейная схема;
- 3 Информация о параметрах (активном и реактивном сопротивлениях, проводимости), оборудовании (ЛЭП, гидрогенератор, ветрогенератор, солнечные фотопанели, инвертор и компенсирующие устройства).
- 4 Характер нагрузки потребителей (коммунально-бытовой);

### Расчёт параметров сети в программном комплексе RastrWin

Параметры узлов нагрузки и источников электроэнергии приводятся в таблице 3.5 [б-А].

**Таблица 3.5**

#### Параметры узлов нагрузки ЭКНС

№	Нагрузка		СЭС		ВЭС		МГЭС		Количество N
	P <sub>н</sub> ,кВт	cosφ	P <sub>н</sub> ,кВт	Q <sub>н</sub> ,кВар	P <sub>н</sub> ,кВт	Q <sub>н</sub> ,кВар	P <sub>н</sub> ,кВт	Q <sub>н</sub> ,кВар	
1	6	0,724							30
2			60	-6					1
3					20	12			1
4							165	102	1

Параметры воздушных линий электропередачи, с учётом реальной длины, определяются используя нижеследующие формулы:

$$X_{ij} = \left( \frac{X_o}{1000} \right) \cdot l_{ij} = \left( \frac{0,06}{1000} \right) \cdot 28 = 0.00168 \text{ Ом}$$

$$R_{ij} = \left( \frac{R_o}{1000} \right) \cdot l_{ij} = \left( \frac{0,258}{1000} \right) \cdot 28 = 0.007224 \text{ Ом}$$

где- $l_{ij}$  реальная длина участка магистральной сети.

Радиальная линия электропередачи состоит из трёх участков: первый участок выполнен А-120мм<sup>2</sup> длиной 280м, второй участок А-70мм<sup>2</sup> длиной 220 м и третий участок А-25мм<sup>2</sup> длиной 140 м. Параметры воздушной линии электропередачи, с учётом реальной длины участков, согласно рис. 3.14 приводится в таблице 3.6 [111].

Расчётные параметры ВЛЭП

Номер участка	$R_{ij}, \text{Ом}$	$X_{ij}, \text{Ом}$	Марка	Длина, м
1-13	0,07224	0,00168	A-120	280
13-23	0,00908	0,00132	A-70	220
23-32	0,01736	0,00084	A-25	140

В процессе анализа режима работы объекта исследования приняты следующие допущения:

- не учитывается несимметрия напряжения по фазам;
- не учитываются поперечные составляющие воздушной линии электропередачи;
- нагрузка моделируется с неизменной мощностью, то есть, без учёта статической характеристики нагрузки, в зависимости от изменения частоты и напряжения;
- расчёт осуществляется только для режима наибольшей нагрузки.

В режиме наибольшей нагрузки производится расчёт установившегося режима (УР) в программном комплексе «RastrWin3» когда в сети отсутствует солнечная генерация. Все дома будут представлены (рис. 3.15) узлом неизменной нагрузки (без учёта статической характеристики от частоты и напряжения). Модель узла нагрузки приведена на рисунке 3.15.

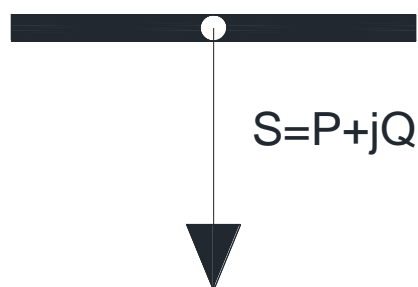
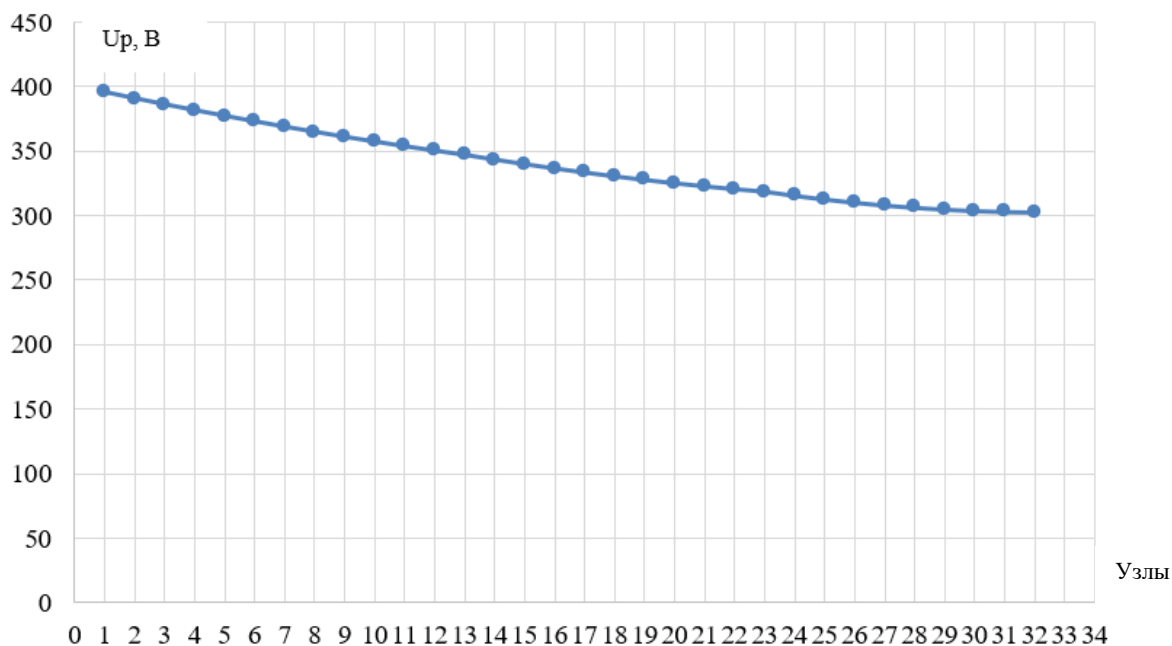
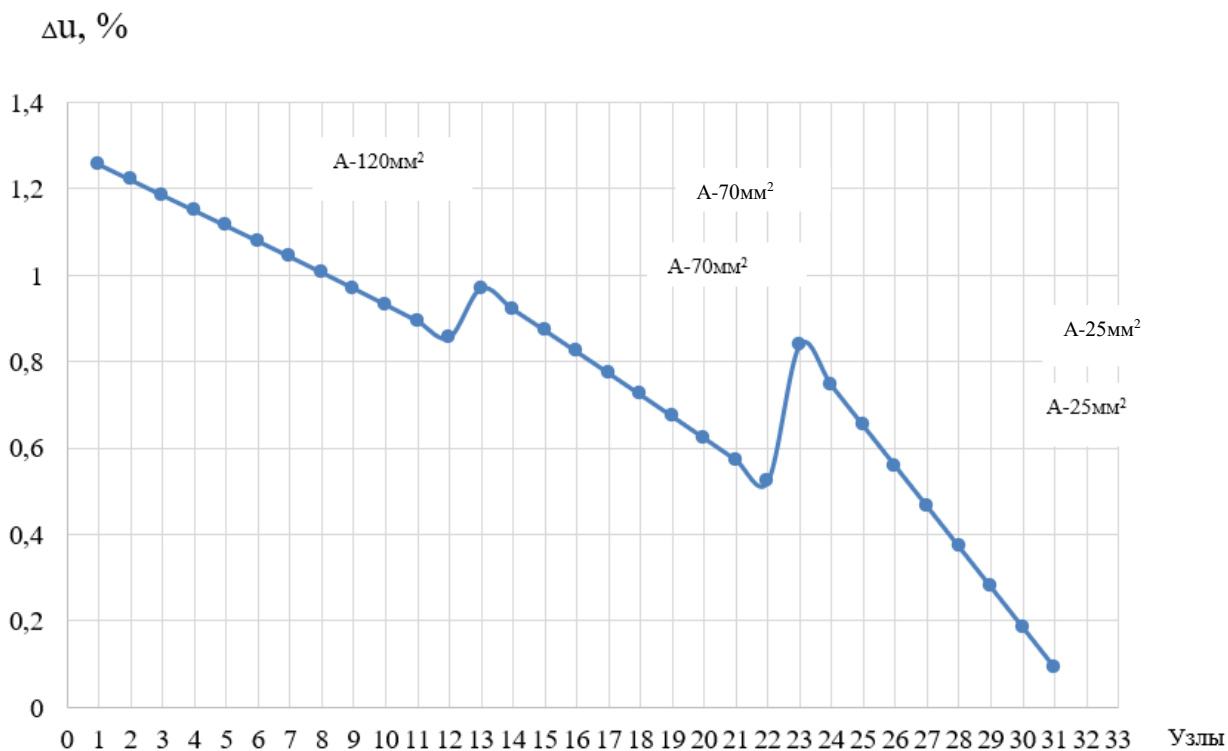


Рисунок 3.15 – Модель узла нагрузки с неизменной нагрузкой



**Рисунок 3.16 – Изменение напряжения по узлам**



**Рисунок 3.17. Изменение падения напряжения на участках**

Рассматриваемый объект состоит из 33 узлов (33-базовый узел) и 31 ветви.



Расчёт режима наибольшей нагрузки позволил получить основные результаты, которые иллюстрируются на рисунках 3.16 и 3.17.

Кривая падения напряжения носит пилообразный характер за счёт использования в одной магистральной линии трёх разных сечений провода А-120мм<sup>2</sup> на первом участке, А-70мм<sup>2</sup> на втором участке и А-25мм<sup>2</sup> на третьем участке. Падение и изменение напряжения в данном режиме носит традиционный характер. Напряжение в начале всегда больше чем в конце магистральной линии электропередачи.

Потери активной мощности составляют 21% и реактивной мощности 5,5% от общей потребляемой мощности в базовом узле. Значения потери мощности и напряжения приводятся в таблице 3.7.

**Таблица 3.7**

**Суммарные потери мощности и напряжения**

№	ΣdP, кВт	ΣdQ, кВар	ΣdV, %
1	52,34	9,11	24,89

Как видно из результатов расчёта УР баланс реактивной мощности нарушается:

$$Q_{\text{нб}} = Q_{\text{МГЭС}} + Q_{\text{СЭС}} + Q_{\text{ВЭС}} - Q_{\text{наг}} = 102 - 6 + 12 - 160 = 52 \text{кВар}$$

Коэффициент мощности в узле генерации, согласно расчёту равен:

$$\cos\varphi_{\text{ген}} = \frac{P_{\text{ген}}}{\sqrt{P_{\text{ген}}^2 + Q_{\text{ген}}^2}} = \frac{233,5}{281,5} = 0,829$$

где  $P_{\text{ген}}$ ,  $Q_{\text{ген}}$  – активная и реактивная мощности генерации источников питания.

Значение коэффициента мощности, в узле генерации, находится на низком уровне, согласно закона «Об энергетике» и «Правило пользования электрической энергией» нормативное значение коэффициента реактивной

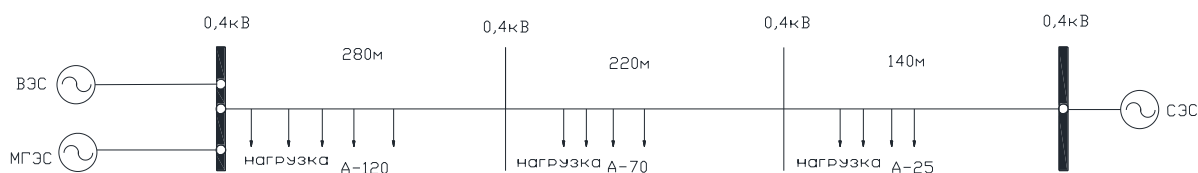
мощности в узлах системы электроснабжения напряжением 0,4кВ составляет 0,35. Для снижения коэффициента реактивной мощности необходимо осуществить оптимизацию размещения компенсирующих устройств.

Рассмотрим расчёт УР для вариантов:

1. Магистральная ЛЭП с односторонним питанием от ВЭС, СЭС и МГЭС.
2. Магистральная ЛЭП с двухсторонним питанием с одной стороны СЭС, а с другой стороны ВЭС и МГЭС.
3. Магистральная ЛЭП с двухсторонним питанием с одной стороны СЭС, а с другой стороны ВЭС и МГЭС, с компенсацией реактивной мощности.

### **Исследование режима работы магистральной ВЛЭП с расположенной в конце линии солнечной генерацией**

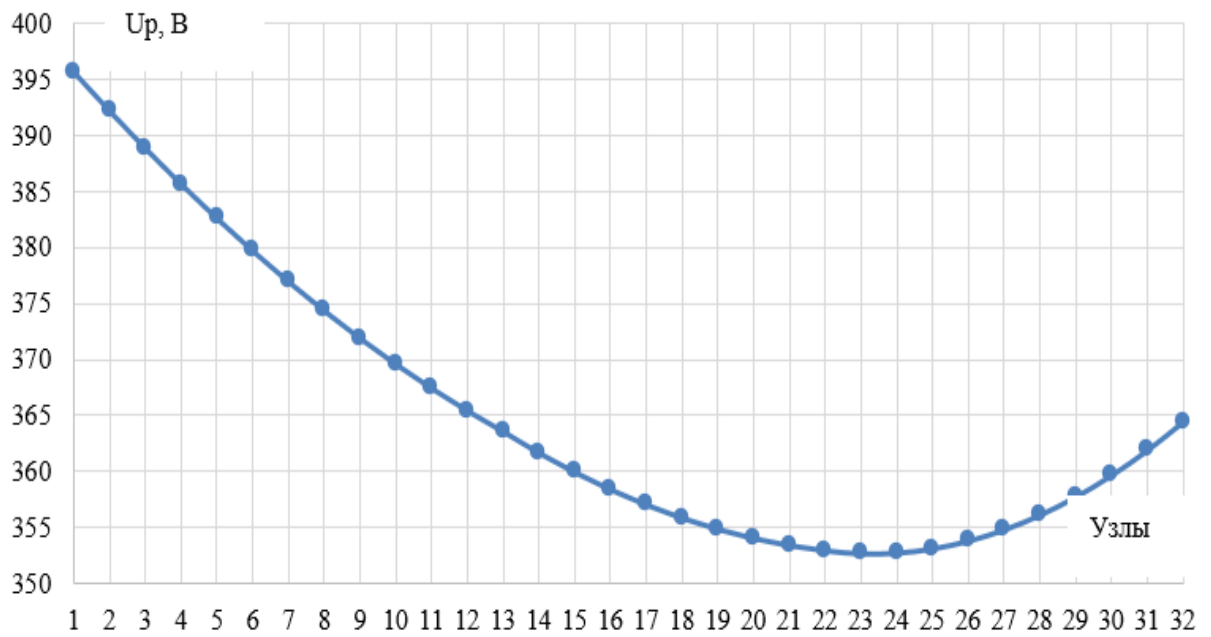
В таком режиме солнечная электростанция располагается в конце магистральной линии, а ВЭС и МГЭС в начале линии. Модель рассматриваемого участка приведена на рисунке 3.18.



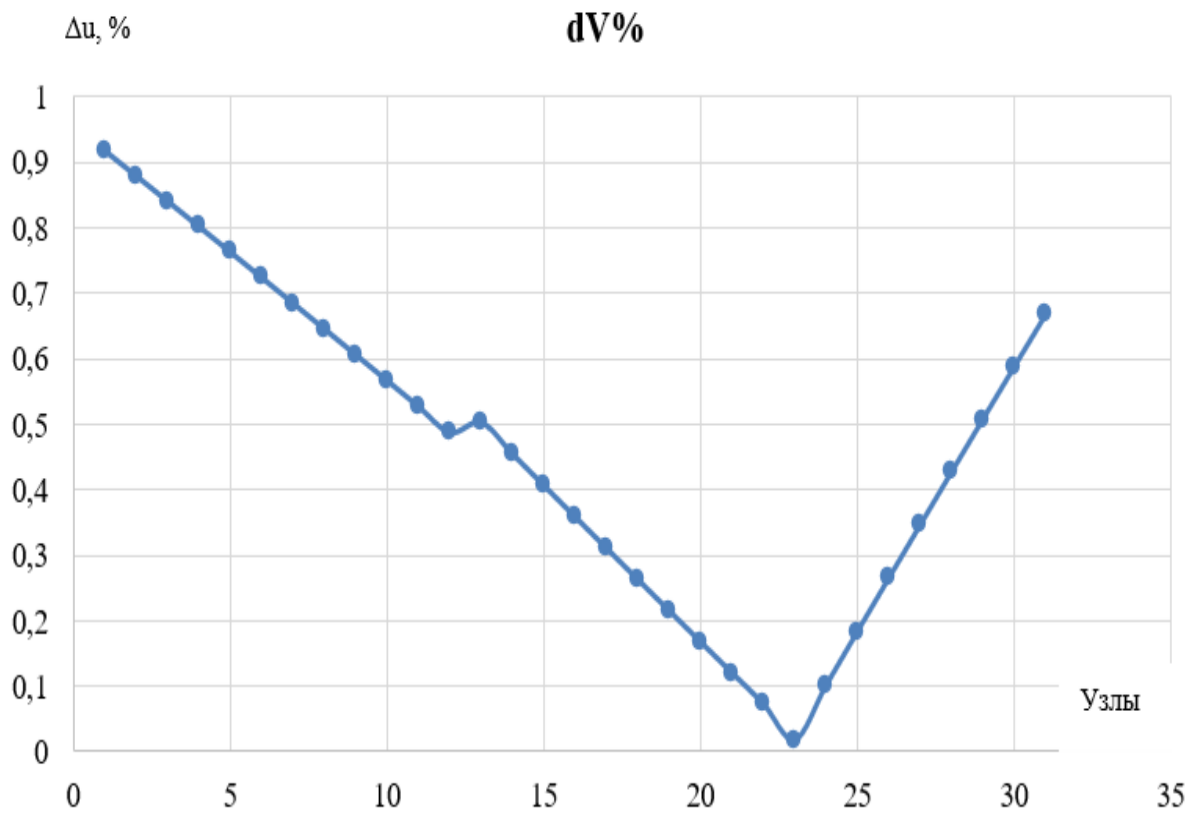
**Рисунок 3.18 – Схема рассматриваемого режима**

В результате проведенного расчёта, в данном режиме, напряжение в разных узлах неоднозначное, в начале и конце линии выше, чем промежуточных узлах линии (рисунок 3.19.).

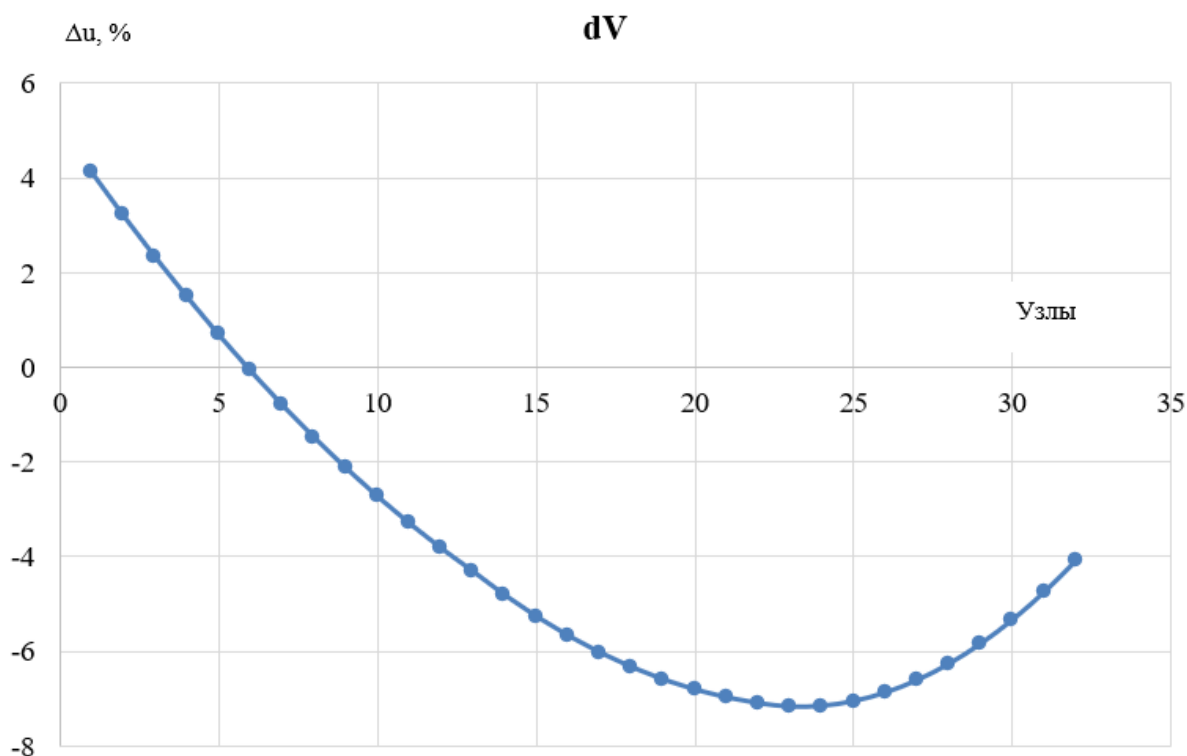
Существенное снижение напряжения наблюдается в промежуточных узлах 23, 24 линии электропередачи. Соответственно наблюдается (рисунок 3.20 а, б) максимальное падение и отклонение напряжения в указанных выше промежуточных узлах 23, 24 ЛЭП.



**Рисунок 3.19 – Изменение напряжения вдоль магистральной линии  
0,4кВ**



a)



б)

**Рисунок 3.20 – График: а) падения и б) отклонения напряжения по узлам в %**

При установке СЭС в начале ЛЭП суммарные потери активной мощности составили 13% и реактивной мощности 2,5%. При размещении СЭС в конце ЛЭП потери мощности уменьшились почти на 8% от генерируемой мощности. Причиной уменьшения потерь мощности является разгрузка сети в начале воздушной линии в результате отсутствия транзита активной мощности.

Значения потерь мощности и напряжения приводятся в таблице 3.8.

**Таблица 3.8**

**Суммарные потери мощности и напряжения**

Вариант	dP, кВт	dQ, кВар	dV,%	Относительные потери, %
1	49,247	9,114	24,898	21,1360
2	30,524	5,392	8,605	13,1004

## Режим работы магистральной ВЛЭП с оптимизацией реактивной мощности

Оптимизация осуществляется с помощью программного комплекса RastrWin. Оптимизация по реактивной мощности выполняется для выбора модулей напряжения в узлах-источниках реактивной мощности и коэффициентов трансформации в трансформаторах. Предел оптимизации коэффициента трансформации зависит от конструкции регулирующих устройств и определяется по формуле [115, 116]:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.1)$$

Целевая функция оптимизации — это снижение потерь мощности в элементах сети:

$$\min F = \sum_{ij}^{N_v} \Delta P_{ij} + K_{ш} \sum_i^N \delta V_i^2 \quad (3.2)$$

где,  $\Delta P_{ij}$  – потери активной мощности в ветви  $i - j$ . Потери по ветвям определяются в зависимости от угла передачи:

$$\Delta P_{ij} = (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)) g_{ij} \quad (3.3)$$

Граничные условия оптимизации определяются:

$$\delta U_i = \begin{cases} \frac{V_i - V_i^{\max}}{V_i^{\max}}, & \text{если } V_i > V_i^{\max}; \\ 0, & \text{если } V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}; \\ \frac{V_i - V_i^{\min}}{V_i^{\min}}, & \text{если } V_i < V_i^{\min}; \end{cases} \quad (3.4)$$

где  $K_{ш}$ —штрафной коэффициент, значение которого определяется

$$\begin{aligned} Q_i^{\Gamma, \min} &\leq Q_i \leq Q_i^{\Gamma, \max}, \\ V_i^{\Gamma, \min} &\leq V_i \leq V_i^{\Gamma, \max}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Итерацией определяются переменные генераторных узлов  $Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$

Окончание оптимизации определяется при:

$$e_1 = \left| \frac{\Delta P_{\Sigma}^{k+1} - \Delta P_{\Sigma}^k}{\Delta P_{\Sigma}^k} \right| < \varepsilon_1, \quad (3.6)$$

где  $k$  – количество итераций:

$$e_2 = \left| \frac{\Psi_{\Sigma}^{k+1} - \Psi_{\Sigma}^k}{\Psi_{\Sigma}^k} \right| < \varepsilon_2,$$

где  $e_1$  и  $e_2$  – заданные точности.

### Исходные данные для оптимизации

Исходные данные для оптимизации узлов  $Q_{\min} < Q_{\max}$ ,  $U_{\min} \leq U_{\text{ном}} \leq U_{\max}$  ветвей  $K_{\text{тmin}} < K_{\text{тmax}}$  задается  $U_{\text{ном}}$ .

Результаты оптимизации: выбор и размещение КУ в рассматриваемой сети.

В данном режиме, как предложение, рассматривается оптимизационный режим распределённой генерации КУ рассматриваемой магистральной линии.

Как видно из результатов расчёта, потери мощности и реальное напряжение нормализуются при выборе оптимального КУ при работе СЭС в конце линии электропередачи. После оптимизации качество напряжения в узлах улучшается, а значение относительных потерь мощности снижается до 4 %. На рис 3.21-3.23 представлены результаты расчёта УР для трёх случаев.

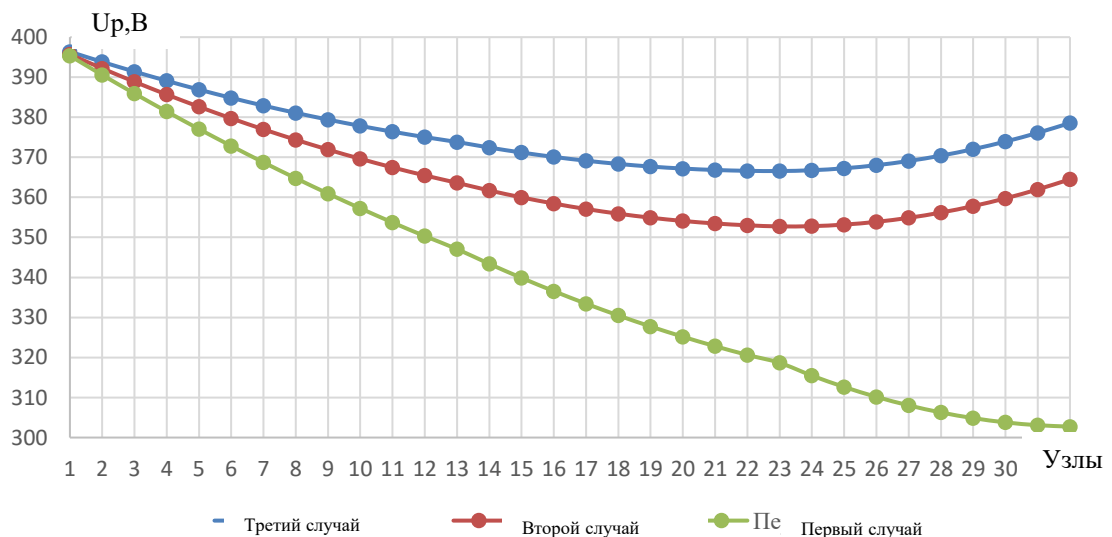
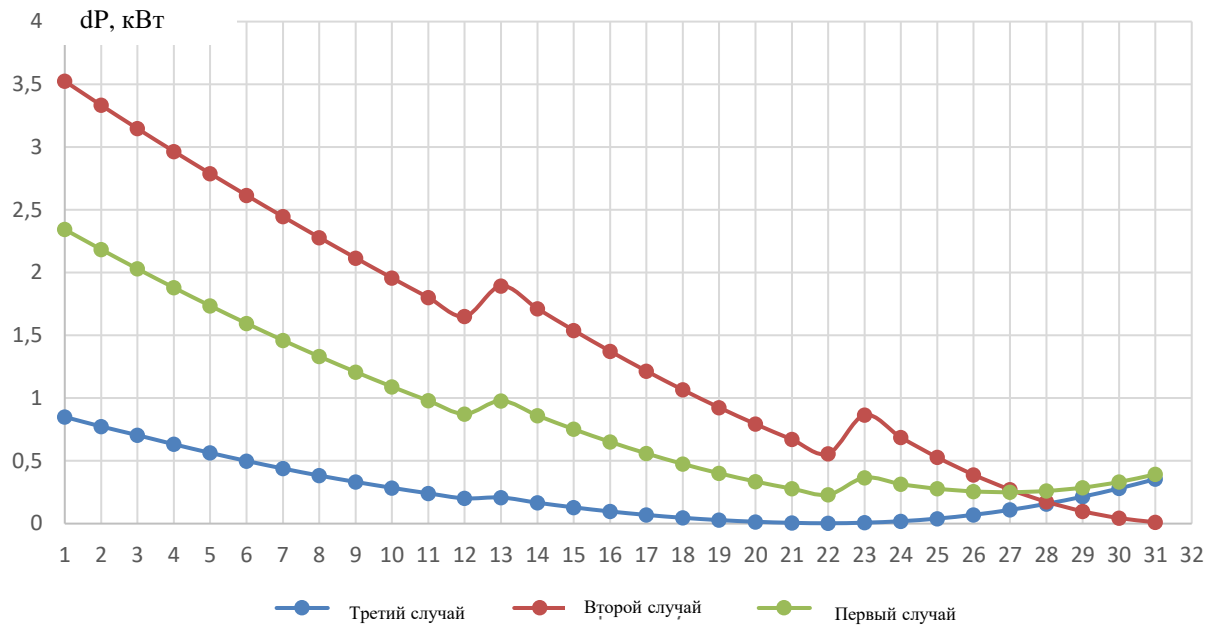
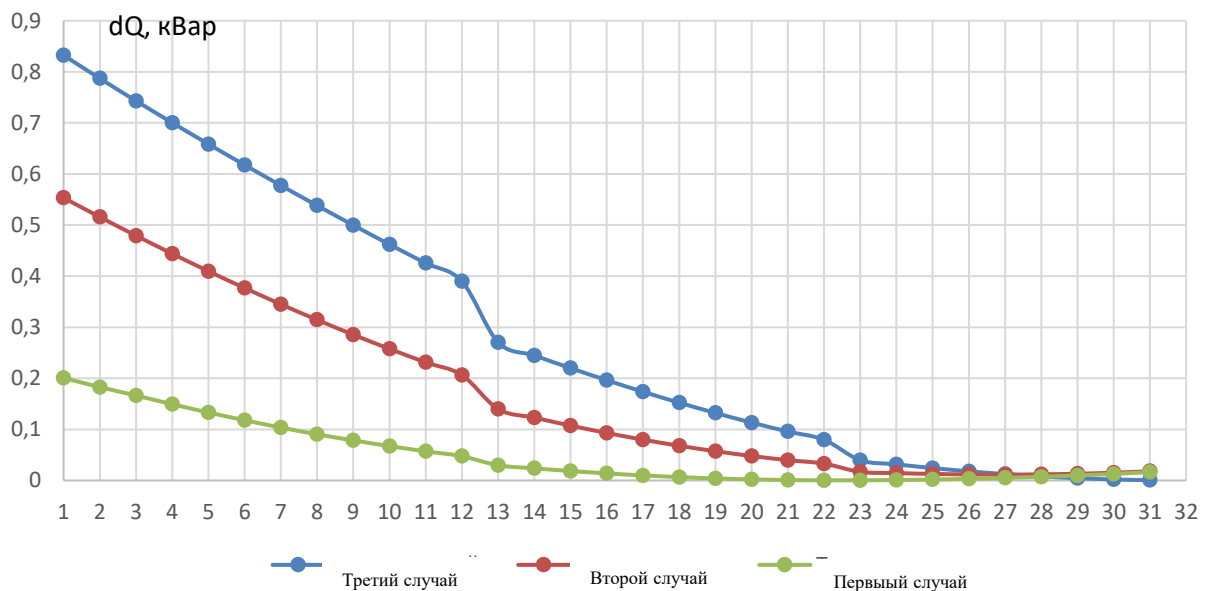


Рисунок 3.21 – Значения реального напряжения в узлах

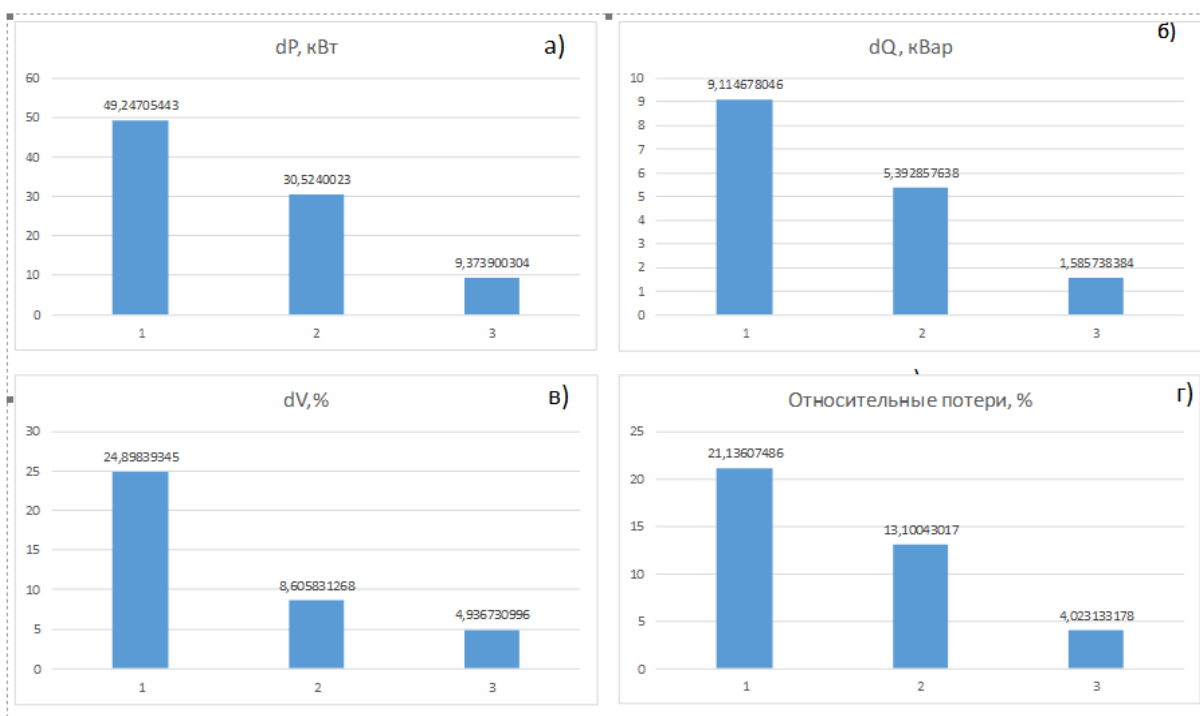


**Рисунок 3.22 – Изменение потери активной мощности для трёх случаев**



**Рисунок 3.23 – Изменение потери реактивной мощности в трёх случаях**

Как видно из рис. 3.21 при размещении КУ в узлах рассматриваемого объекта исследования (третий случай) напряжение увеличивается, а потери активной (рис. 3.22) и реактивной (3.23) мощности в сети уменьшается.



**Рисунок 3.24 – Изменение: а) - потеря активной мощности, б)- потеря реактивной мощности, в)- отклонения напряжения в узлах, г) - относительных потерь мощности**

Как видно из рис. 3.24, в первом случае относительные потери мощности составили 21,13%, во втором случае 13,1 % и в третьем случае 5 %. Потери мощности при установке СЭС в конце линии снижается на 8% относительно потерь в первом случае, при оптимизации реактивной мощности на 17 %. После оптимального размещения КУ, суммарные отклонения напряжения по узлам составили 4,9 %, что подтверждает необходимость оптимизации реактивной мощности в рассматриваемой сети.



### Выводы по третьей главе

1. Произведено измерение режимных параметров действующей солнечной электростанции на территории города Душанбе, с помощью современных средств измерения ПКЭ для оценки эффективности её работы.

2. Произведено индивидуальное измерение режимных параметров современных коммунально-бытовых электроприёмников. Результаты измерений, показали, что рассмотренные электроприемники, в отличие от традиционных (ЭП, не имеющих преобразовательные установки) больше потребляют реактивную мощность, увеличивая значения коэффициента реактивной мощности. Измеренные значения коэффициента реактивной мощности ЭП в среднем составили-0,96, что больше требуемого значения-0,35.

3. Составлен баланс реактивной мощности ЭКНС с учётом особенностей электрических нагрузок (современные коммунально-бытовые электроприемники) и установлена необходимость компенсации реактивной мощности особенно при работе СЭС с инверторами ведомой сетью и без неё.

4. На базе разработанной модели осуществлен расчёт режима ЭКНС на магистральную линию электропередачи с электрической нагрузкой (на примере населённого пункта Мургаб), с различной конфигурацией сети, который показал необходимость оптимизации реактивной мощности для обеспечения ПКЭ.

5. Установлено, что инверторы ведомой сети потребляют от ведущей сети реактивную мощность при любом режиме работы инверторов. В режиме холостого хода потребляемая реактивная мощность инверторами составляет 5 % от установленной мощности, а при полной загрузке инвертора, потребляемая реактивная мощность достигает до 15 %, относительно преобразованной активной мощности.

6. При выходе значений частоты и напряжения сети за пределы установленных норм: для частоты  $\pm 0,4$  Гц и для отклонения напряжения

$\pm 10 \%$ , инвертор СЭС отключает солнечные панели от сети, работая в режиме холостого хода, потребляя активную и реактивную мощность от сети.

7. Для эффективности работы инверторов ведомой сетью, необходимо в точке подключения к ведомой сети устанавливать: в случае необходимости стабилизаторы напряжения, а также КУ (конденсаторные батареи).

8. Предложенная методика оптимизации реактивной мощности позволила уменьшить значения потерь активной мощности с 17% (в первом случае), до 5% (в третьем случае) и отклонения напряжений от 29% до 4,9%, что подтверждает её эффективность при работе ЭЖНС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Произведены оценка ресурсов ВИЭ (гидроэнергетический потенциал, потенциалы солнечной и ветровой энергии) мира и РТ, а также индивидуальные замеры режимных параметров современных коммунально-бытовых электроприёмников и действующей СЭС в г. Душанбе [1-А], [2-А], [4-А], [5-А], [11-А], [12-А], [13-А], [14-А], [15-А], [16-А], [17-А], [19-А], [21-А].

2. Выявлены проблемы и барьеры использования доступных потенциалов ВИЭ в Таджикистане, с учётом технических возможностей [5-А], [18-А], [20-А], [22-А], [23-А].

3. Установлено, что инверторы ведомой сети потребляют от ведущей сети реактивную мощность при любом режиме работы инверторов. В режиме холостого хода потребляемая реактивная мощность инверторами составляет 5 % от установленной мощности, а при полной загрузке инвертора, потребляемая реактивная мощность достигает до 15 %, относительно преобразованной активной мощности [6-А].

4. Предложена методика выбора оптимальных мощностей ИЭЭ ЭКНС, позволяющая учитывать влияние высоты расположения источников электрической энергии над уровнем моря. Для выбора наилучшего варианта мощностей источников ЭКНС использован итерационный метод, с использованием одного из технико-экономических параметров графика нагрузки – коэффициента формы. Показано, что с увеличением высоты расположения над уровнем моря генерируемая мощность на СЭС увеличивается, а на ВЭС и МГЭС уменьшается [3-А], [7-А], [8-А], [9-А], [10-А].

5. Разработаны методика поддержания качества электроэнергии в ЭКНС, состоящего из ВЭС, СЭС и МГЭС и программа для ЭВМ, позволяющая произвести оптимальный выбор установленных мощностей электростанций энергокомплекса (ВЭС, СЭС и МГЭС) итерационным методом (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669848, дата государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ 21.09.2023) [6-А], [9-А].

6. Выполнен расчёт экономической эффективности предложенной методики оптимального выбора установленных мощностей электростанций ЭКНС итерационным методом, с учётом высоты над уровнем моря [9-А], [10-А].

7. Предложена методика оптимизации компенсации реактивной мощности для улучшения режимных параметров ЭКНС с нагрузкой [6-А], [10-А].

## **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРАКТИЧЕСКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Выполненное исследование свидетельствует о том, что комплексное использование генерирующих установок на основе ВИЭ в составе ЭКНС позволяет повысить эффективность использования установленной мощности МГЭС, построенных в высокогорных районах РТ, обеспечивая гарантированный доступ к электроэнергии. Методические подходы, методы и модели, предложенные в работе, могут быть использованы и в других регионах с аналогичными природно-климатическими условиями и соответствующим доступом к первичным возобновляемым энергоносителям. Разработанные программные комплексы позволяют оптимизировать структуру ЭКНС, обосновывать выбор установленной мощности его электростанций, а также обеспечить качество электрической энергии в локальной сети. Результаты расчета экономической эффективности предложенных моделей и методов подтверждают их технико-экономическую целесообразность.

Результаты диссертационной работы рекомендованы для использования в практике проектирования и эксплуатации ЭК в зонах децентрализованного энергоснабжения, с учетом высоты расположения над уровнем моря, установок преобразующих первичные возобновляемые энергоресурсы, а также в учебном процессе ВУЗов по курсам, связанным с изучением и использованием ВИЭ, что подтверждено прилагаемыми актами внедрения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. BP Statistical Review of World Energy, London, United Kingdom, June 2023, p. 64.
2. BP Energy Outlook 2030. London, January 2013, p. 81.
3. Ахмедов Х.М. Возобновляемые источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития / Х.М. Ахмедов, Х.С. Каримов, К. Кабутов / Доклад на семинаре физико-технического института им. С.У. Умарова Академии наук Республики Таджикистан. Душанбе. 2010 – 30 с.
4. Петров Г.Н. Общая оценка ситуации в энергетике в мире и Таджикистане / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов, К. Кабутов, Х.С. Каримов / Известия академии наук Республики Таджикистан. – 2009. – № 2(135). – С. 101 – 111.
5. Кабутов К. Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане. Душанбе. – 15 с.
6. Кабутов К. Возобновляемые источники энергии проблемы и перспективы использования в Таджикистане / Материалы международной конференции «Хартия Земли и устойчивое развитие Таджикистана». – 22 – 23 апреля 2011 года. – Душанбе. – 2011. – С. 75 – 81.
7. Киргизов, А.К. Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта: на примере Республики Таджикистан: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02: защищена 07.06.17 / Киргизов Алифбек Киргизович. – Томск, 2017. – 189 с.
8. Исмоилов, Ф.О. Комплексное использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистана: на примере Республики Таджикистан: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.08: защищена 25.05.12 / Исмоилов Фирдавс Олимшоевич. – Москва, 2012. – 195 с.

9. Хасанзода, Н. Оптимизация режимов электропотребления в интеллектуальных сетях с двусторонним потоком энергии методами искусственного интеллекта: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02: защищена 25.04.19 / Хасанзода Насрулло. – Новосибирск, 2019. – 187 с.
10. Использование возобновляемых источников энергии для развития сельских регионов / Проектный документ правительства Республики Таджикистан и ООН в рамках программы развития сообществ – Душанбе. – 2009. – 63 с.
11. Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения. /Отраслевой обзор/ Евразийский банк развития. Алматы, 2008. – 44 с.
12. Петров Г.Н. Гидроэнергетика и ее роль в региональной интеграции стран Центральной Азии / Евразийская экономическая интеграция, Душанбе: 2009. – №3(4). – 15 с.
13. Официальный сайт: «Данные о мировой энергетике и климате - ежегодник 2023» [электронный ресурс]. -URL: <http://www.energystats.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics/> (Дата обращения: 11.12.2023).
14. Стребков Д. С. Развитие солнечной энергетики. /Энергетика в глобальном мире: сб. тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. Красноярск: ООО «Версо», 2010 г. -с.157-157.
15. Возобновляемые источники энергии и гидроаккумулирование: Учеб. пособие / Ю. С. Васильев, В. В. Елистратов, М. М. Мухаммадиев, Г. А. Претро; С.-Петерб. гос. техн. ун-т СПб.: СПбГТУ, 1995. 102 с.ил.
16. Kabutov Q. Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse Gas Abatement (PREGA)/ Report/ Country Energy Situation and Prospects (Policies, Potentials, and Initiatives). Dushanbe. - 2006.-43p.

17. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: сегодня — реальность, завтра — необходимость / Серия «Экологическая политика», ООО «Лесная страна». М.: 2007. – 122 с.
18. Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии/ Малая Энергетика. – №1-2(2-3), 2005. – С. 6 – 13.
19. Безруких П.П. Роль возобновляемой энергетики в энергоснабжении в мире и России. Состояние и перспективы./ Электронный журнал «ЭСКО». №2, 2009. – С. 6 – 13.
20. Попель О.С., Туманов В.Л. Возобновляемые источники энергии: состояние и перспективы развития / Альтернативная энергетика и экология. 2007 №2(46), - с.135-148.
21. Рябикин А.В. Организация инжиниринга и генподрядной деятельности при реализации проектов по строительству объектов ВИЭ/Научно-практическая конференция в Представительстве Президента РФ в Сибирском ФО, март 2010г.
22. Гидроэнергетика: Учебник для студентов высших учебных заведений / В. И. Обрезков, Н.К. Малинин, Л.А. Кароль и др.; Под общей ред. В.И. Обрезкова. М.: Энергоиздат, 1981. – 608 с.
23. Малинин Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики. М., 1985. - 312 с.
24. Железняков Г. В., Неговская Т. А., Овчаров Е. Е. Гидрология, гидрометрия и регулирование стока./ Под ред. Г. В. Железнякова. — М.: Колос, 1984. – 205 с.
25. Асарин А.Е., Бестужева К.Н. Водноэнергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986-224с.



26. Ивашкевич Г.В., Латкин А.С., Швецов В.А. Регулирование речного стока: Учебное пособие. Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2004. - 124с.
27. Лавров Н. П. Расчет водноэнергетических характеристик малой ГЭС. Методические указания к курсовому проекту. / Кыргызско-российский Славянский университет. Бишкек. 199. -31 с.
28. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. Л.: Недра., 1965г.
29. Международный журнал по гидроэнергетике и плотинам «HYDROPOWER&DAMS» (<http://www.hvdropower-dams.com>)
30. Малик Л. К. Проблемы и перспективы создания малых ГЭС на малых реках/Ежеквартальный информационный бюллетень возобновляемая энергия май-2005. -с.5-11.
31. Стратегия развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан/ Министерство Энергетики и промышленности Республики Таджикистан. Душанбе. 2007. - 117с.
32. Малая гидроэнергетика /Л.П. Михайлов, Б.Н. Федельман, Т.К. Марканова и др. -М.: Энергоатомиздат, 1989.- 184 с.
33. Карелин В. Я., Волшаник В. В. Сооружение и оборудования малых гидроэлектростанций. -М.: Энергоатомиздат, 1986.-200 с.
34. Технико-экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы); Методическое пособие/ В. И. Виссарионов, Н. К. Малинин, Г. В. Дерюгина и др. М.: Издательство МЭИ. 2001. -120с.
35. Сейиткурбанов С. Комбинированные гелиоветроэнергетические установки /Под ред. акад. Р.Б. Байрамова. Ашхабад: «Ылым», 1991. -144с.
36. Radu Rugescu D. Solar Energy. Bucharest: «Intech», - 2010. 440 p.
37. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года. – Душанбе – 2016. – 104 с.

38. Постановление от 4 июня 1997 года № 267 «О развитии малой энергетики Республики Таджикистан».
39. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ. – Алматы, 2011 – с. 36.
40. Закон Республики Таджикистан об использовании ВИЭ, г. Душанбе, 12 января 2010 года, №587.
41. Усовершенствованная долгосрочная программа строительства малых электростанций в республике Таджикистан на период 2008-2020 годов. Министерство Энергетики и Промышленности республики Таджикистан. Душанбе. 2008 г.
42. Сулейман С. Ш. О зависимости солнечного излучения от географических факторов местности / Гелиотехника. 1985 №5, - с.68-71.
43. Огребков Д. С. Роль солнечной энергии в энергетике будущего / Малая Энергетика. - №1-2(2-3), 2005. - с.48-56.
44. Sergio Colic, Samuel Luna Abreu, Ricardo Reuther. Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids/ Solar Energy 76 (2004) -pp.295-299.
45. Tripanagnostopoulos Y., Kalogirou S. Design aspects and application of hybrid PV/T Solar systems./ World Renewable Energy Congress VIII. Denver/Book of abstracts. Colorado USA, 2004. p. 284-284.
46. Ахмедов Р. Б., Баум И. В., Пожарнов В. А., Чаховский В. М. Солнечные электрические станции. Серии «Гелиоэнергетика» (Итоги наука и техники ВИНТИ). М.: 1986, 121 с.
47. Ахмедов Р. Б., Пожарнов В. А., Чаховский В. М. Эффективность включения аккумуляторов тепла в схемы солнечных и комбинированных солнечно-тепловых электростанций / Гелиотехника, 1984, №5, с.26-29.

48. Солнечная энергетика: учебное пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, Кузнецова, Н. К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионов. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. - 276 с.
49. Васильев Ю.С., Елистратов В.В. Теоретические и прикладные аспекты комплексного использования ВИЭ //Известия Академии Наук Энергетика, 1999, №3. С.44 -49.
50. Лукутин Б. В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б. В. Лукутин, О. А. Суржикова, Е. Б. Шандарова. М.: Энергоатомиздат, 2008. - 231с.
51. Левенберг В. Д. Энергетические установки без топлива. Л., «Судостроение». 1987. -104с., ил.
52. Борисов Р. И., Марончук И. Е., Буриченко В. П. Определение структуры и установленной мощности нетрадиционных источников энергии./Электричество, 2002, №6,. с.3-5.
53. Бреусов В.П. Использование энергии возобновляемых источников в комбинированных автономных энергосистемах. Автореферат дисс. д.т.н. Санкт-Петербург: СПбГПУ, 2002.
54. Gauhar A. M., Chandika P. B, Augustus M. L., Kumar S. Experimental studies on a hybrid dryer/ Paper presented at the ISES 99 Solar World Congress, Israel, 4-9 July 1999. -pp.102-109.
55. Бойи Джимо. Использование комбинированных энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Нигерии. Автореф. дис. канд. техн. наук. М.: МЭИ, 2007.
56. Елистратов В. В. Эффективность комплексного использования ВИЭ в региональной энергетике./Доклад/Программа международного конгресса «Дни чистой энергии в Петербурге» г. Санкт-Петербург, отель «Park Inn Прибалтийская» 15-16 апреля 2010 г.-30 с.

57. Dehghan S., Kiani B., Kazemi A., Parizad A. Optimal Sizing of a Hybrid Wind/PV Plant Considering Reliability Indices./ World Academy of Science, Engineering and Technology 56 2009-pp.527-535.
58. Kamaruzzaman Sopian, Mohd Yusof Othman. Performance of a Photovoltaic Diesel Hybrid System In Malaysia./ ISESCO Science and Technology Vision Volume 1 - 2005. pp.37-39.
59. Markvart T., Castafier L. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Kidlington: ELSEVIER-2003. 1015p.
60. Colle S., Abreu S., Ruther R. Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids/ Solar Energy 76 (2004)-pp .295-299.
61. Elhadidy M. A., Shaahid S. M. Role of hybrid (wind + diesel) power systems in meeting commercial loads. Renewable Energy 29 (2004) -pp.109-118.
62. Del T., Hirata K., Ushiyama I. A Study on Multi Hybrid Generation System in Bolivia /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-p.362.
63. Debra J. Lew, Barley D., Flowers T. Hybrid wind/photovoltaic systems for households in inner Mongolia./ International conference on village electrification through renewable energy, New Delhi, 3-5 march 1997. 8p.
64. Goelz S., Roth W.,Went J. Activities on Rural Energy Access/Renewable and efficient for poverty alleviation in Southern Africa: Report on technology option/ -Germany(München) 2007.-36p.
65. Luis A. Vega. Wind/PV/Diesel Hybrid Village Power Systems in Hawaii and Fiji: Long-Term Operational Records. /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-p.378.
66. Mohd. Azhar Abd. Rahman. Off-grid PV-DIESEL hybrid system for a hill top tourist resort /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-p.297-297.

67. Mukund R. Patel. Wind and Solar Power Systems U.S. Merchant Marine Academy-Kings Point, New York. 1999. -35Op.
68. Pinho J. T., Bispo V. S., Galhardo A. B. Performance Analysis of a PV-Wind Diesel Hybrid System of a Countryside Community in the Amazon Region /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-pp.379.
69. Thiakoulis Tr., Kaldellis J.K. Combined photovoltaic and wind energy opportunities for remote islands/ Lab of Soft Energy Applications & Environmental Protection. Pontou (Greece) -4p.
70. Hernández T. Hierarchical control of hybrid power systems. /Electrical engineering University of Puerto Rico Mayagüez Campus, 2007. 143p.
71. Hongxing Yang \*, Lin Lu, Wei Zhou. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system/ Solar Energy 81 (2007) -pp. 76-84.
72. Hybrid Renewable Energy Systems for the Supply of Services in Rural Settlements of Mediterranean Partner Countries./SIXTH FRAMEWORK PROGRAMME/ Agricultural University of Athens.-2009.-89p.
73. Jinhong J., Seulki K., Changhee C., Jongbo A. Development of a grid-connected WIND/PV/BESS hybrid distributed generation system/ 19th International Conference on Electricity Distribution-Vienna, 21-24 May 2007. - pp.539-543.
74. Muralikrishna M., Lakshminarayana V. Hybrid (solar and wind) energy systems for rural electrification/ Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol. 3, №. 5, OCTOBER 2008.-pp.50-58.
75. Nemoto Y., Nishizawa Y., Ushiyama I. Development of Triple Hybrid Renewable Energy Generation System /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-p.361.

76. Optimization of Utility-Scale Wind-Hydrogen-Battery Systems Lee Jay Fingersh, NREL /World Renewable Energy Congress VIII. Denver, Colorado USA, 2004.-pp.
77. Prem N. Mathur. An assessment of solar-geothermal hybrid system concepts /U.S. Department of Energy, Virginia -1979.-51p.
78. Schmidt T., Mangold D., Muller-Steinhagen H. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany./Solar Energy 76 (2004). -pp. 165-174.
79. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. М.: ДМ К Пресс; СПб.: Питер, 2008. - 288 с.: ил.
80. Математическая модель МикроГЭС, реализованная в среде Matlab / А.В. Кукуим, П.Ю. Беляков; Электротехнические комплексы и системы управления, №4/2009.
81. Дьяконов В.П. MATLAB и Simulink в электроэнергетике: справочник под редакцией В. П. Дьяконов, А. А. Пеньков. М.: Горячая Линия-Телеком, 2009 – 816 с.
82. Данилевич Я.Б., Коваленко А.Н., Шилин В.Л. Автономные системы электро и теплоснабжения с буферным накоплением энергии //Известия Академии Наук Энергетика, 2002, №1. с.69-78.
83. Dzimano G. Modeling of photovoltaic systems. The Ohio State University, 2008. 96p.
84. Freris L., Infield D. Renewable Energy in Power Systems. «John Wiley & Sons». United Kingdom- Strathclyde -2008.-302p.
85. Papaefthimiou S., Karamanou E., Papathanassiou S., Papadopoulos M./ IET Renewable Power Generation, Vol. 3, No. 3, Sept. 2009, pp. 293-307.
86. Lund H. Renewable Energy Systems. ELSEVIER. London: 2010-293p.

87. Апираси Р. Р., Тепляков Д. И., Герасимов В. Н. Солнечно-гидроаккумулирующие электростанции: особенности, возможности и перспективы рентабельности./ Гелиотехника, 1984, №5, с.29-33.
88. Елистратов В. В. Технологии преобразования и аккумулирования ветровой и гидроэнергии /Энергетика в глобальном мире: Сборник тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса Красноярск: ООО «Версо», 2010 г. - 448с. с.138-139.
89. Асос Фагах Расул. Комбинированное использование солнечной и гидравлической энергии автономными потребителями. Автореф. дис. канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1992.
90. Экономика энергетики: учеб. Пособие для вузов/ Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др.; под ред. Н. Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ, 2005. - 288с.
91. Борисова Л. М., Гершанович Е. А. Экономика энергетики: Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 208с.
92. Нагорная В. Н. Экономика энергетики/ Н. В. Нагорная; Дальневосточный государственный технический университет. -Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. 157с.178 .<http://www.inset.ru>.
93. Перова М.Б., Воропанова Ю.В. Эффективность объектов нетрадиционной электроэнергетики. Монография. Старый Оскол ООО «ТНТ», 2004. - 152с.
94. Безруких П.П. Аналитический доклад «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии», Москва, ЭСКО, № 5, 2008. – С. XX – XX.
95. Ахмедов Х.М., Каримов Х.С. Возобновляемые источники энергии в Таджикистане и возможности их использования. Душанбе. – 2005. – 35 с.

96. Григораш О.В., Степура Ю.П., Сулейманов Р.А. и др. Возобновляемые источники электроэнергии. – Краснодар: КубГАУ, 2012. – 272 с.
97. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б.В. Лукин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.
98. Григораш О.В. Автономные гибридные электростанции / О.В. Григораш // Научный журнал КубГАУ. – 2016. – № 124(10). – С. 1 – 12.
99. Григораш О.В. Автономные системы электроснабжения на возобновляемых источниках энергии / О.В. Григораш // Научный журнал КубГАУ. – 2013. – № 93(09). – С. 1 – 13.
100. Григораш О.В. Классификация и основные способы построения солнечных электростанций / О.В. Григораш // Научный журнал КубГАУ. – 2016. – №124(10). – С. 1 – 14.
101. Охоткин Г.П. Методика расчета мощности солнечных электростанций / Г.П. Охоткин // Вестник Чувашского университета. – 2013. – №3. – С. 222 – 230.
102. Руди Д. Ю. Алгоритм расчёта системы автономного питания на основе ВЭУ и солнечной энергетики / Д. Ю. Руди, Н. В. Шарков, Н. Г. Демидова, Т. В. Бубенчикова. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 22.3 (126.3). — С. 43-46.
103. Елистратов В.В. Моделирование работы и оптимизация параметров систем автономного электроснабжения на основе ВИЭ / В.В. Елистратов, Е.С. Аронова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2011. – № 1. – С. 119-127.
104. Сибгатуллин А.Р. Оптимизация состава оборудования на основе возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения



автономных потребителей небольшой мощности / А.Р. Сибгатуллин, В.В. Елистратов // Международный научный журнал. Альтернативная энергетика и экология. – 2016. – № 23-24. – С. 51-67.

105. Fontina P. Simulation and evaluation of a hybrid concentrating-solar and wind power plant for energy autonomy on islands / Fontina Petrakopoulou, Alexander Robinson, Maria Loizidou // Renewable Energy. – Volume 96, Part A. – October 2016. – P. 863-871.

106. Кирпичникова И.М. Перспективы использования возобновляемых источников энергии в Республике Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // В сборнике: Научный поиск. материалы десятой научной конференции аспирантов и докторантов. Министерство образования и науки Российской Федерации, Южно-Уральский государственный университет. – 2018: С. 87-93.

107. Дорошин А.Н. Многофакторный анализ эффективности энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии в системе энергообеспечения автономного потребителя / А.Н. Дорошин, В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин // Вестник Московского энергетического института. – 2011. – № 2. С. 45-53.

108. Виссарионов В.И. Методика расчета энергетического комплекса для тепло и электроснабжения автономного потребителя на базе возобновляемых источников энергии / В.И. Виссарионов, А.В. Кацай, А.Н. Дорошин, А.В. Дорошина // Эффективное антикризисное управление. – 2012. – № 2 (71). С. 82-92.

109. Официальный сайт Строительство СЭС [электронный ресурс]: <https://www.PVE.com.ua> (Дата обращения: 13.10.2023).

110. Официальный сайт Финансирование инвестиций [электронный ресурс]: <https://www.esfccompany.com> (Дата обращения: 13.10.2023).

111. Gauthier L. System LCOE: applying a whole-energy system model to estimate the integration costs of fotovoltaic / Gauthier Limpens, Hervé Jeanmart // Proceeding of Ecost 2021-The 34th international Conference On Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. — June 27-July 2, 2021 – Taormina, Italy. – 2021. – P. 1-12.

112. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро / под ред. Д.Л. Файбисович. -3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

113. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ, 2014. - 15 с.

114. Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов, Ю.В. Шаров, Р.Р. Насыров. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2017. - 346 с.

115. Pal D., Vajpai P. Active and Reactive Power Control in Three Phase Solar PV Inverter using Modified IC Method // 2016 21st Century Energy Needs - Materials, Systems and Applications (ICTFCEN). Kharagpur, India, 2016. Pp. 1 – 6. doi: 10.1109/ICTFCEN.2016.8052727.

116. Шведов, Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие / Г. В. Шведов. - Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. - 268 с

117. Шуляковский, Л.Г. Появление льда и начало ледостава на реках, озерах и водохранилищах. Расчёты для целей прогнозов / Л.Г. Шуляковский.- М.:Гидрометеоиздат,1960. - 202 с.

118. Асланян Г.С. Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии. / Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, В.Л. Лихачев. - М.: «СПЕКА». 2001. - 152 с. - ООН, Специальная Программа ООН для экономик Центральной Азии.

119. ГОСТ Р 56124.2 — 2014. Возобновляемая энергетика, Гибридные электростанции на основе возобновляемых источников энергии, предназначенные для сельской электрификации. Рекомендации Часть 2. Из требований по классификации систем электроснабжения, Москва: Стандартиформ. – 50 с.
120. Официальный сайт Википедия [электронный ресурс]: <https://ru.wikipedia.org> (Дата обращения: 10.01.2024).
121. Официальный сайт Онлайн Электрик [электронный ресурс]: <https://online-electric.ru/theory.php> (Дата обращения: 10.01.2024).
122. Закон Республики Таджикистан «Об энергетике» (Ахбори Маджлиси Оли Республики Таджикистан, 2000 г, №11, ст. 504; 2005г, №12, ст. 633; 2007 г., №6, ст. 436; 2007г., №7, ст. 672).
123. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
124. Ахророва А.Д., Саидова Ш.Н. Гидроэнергетика Таджикистана и ее уязвимость в условиях изменения климата. / Политехнический вестник. Серия: Интеллект. Инновации. Инвестиции. 2020. № 1 (49). С. 38.
125. Семиколенов, А.В. Управление развитием энергетической инфраструктуры в экономике региона (на примере Тюменской области): дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05: защищена 28.09.16 / Семиколенов Артем Викторович. – Москва, 2016. – 189 с.
126. Чоршанбиев С.Р. Теоретические основы формирования региональной энергетической инфраструктуры // С.Р. Чоршанбиев // Вестник ТвГУ. Серия "Экономика и управление". – 2017. – №3. – С 118 – 12.
127. Создание устойчивых энергетических систем: Действия по достижению высокой энергетической безопасности, доступности и нулевого уровня выбросов в регионе ЕЭК ООН, серия публикаций ЕЭК ООН по энергетике. – Женева. – 2022. – №146.
128. Курбонов Н.Б. Влияние изменения климата на условиях формирования и химического состава водных ресурсов бассейна реки Зеравшан // Н.Б. Курбонов, Г.Т. Фркмин // Монография // Lambert Academic Publishing, 2021. – 145 с.

*Основное содержание диссертации изложено в следующих изданиях:*

*Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ и РТ.*

[1-А]. **Ганиев З.С.** Обоснование использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии для покрытия дефицита мощности в Республике Таджикистан / В.З. Манусов, З.С. Ганиев, Д.С. Ахъёев / Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2017. – №1 – 2. С. 139 – 142.

[2-А]. **Ганиев З.С.** Оценка доступности энергетических ресурсов за счет солнечной радиации в Республике Таджикистан / В.З. Манусов, З.С. Ганиев, Ш.М. Султонов / Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2018. – №1. – С. 174 – 177.

[3-А]. **Ганиев З.С.** Влияние местности на определение потенциала возобновляемых источников энергии / А.К. Киргизов, З.С. Ганиев, Р.А. Джалилов / Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2018. – №1(41). – С. 34 – 46.

[4-А]. **Ганиев З.С.** К вопросу об использовании солнечных энергоустановок в условиях Республики Таджикистан / З.С. Ганиев, Ш.Д. Самади, М.Х. Содиков, Р.И. Каримов / Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2019. – №3(47). – С. 32 – 40.

[5-А]. **Ганиев З.С.** Причины дефицита электроэнергии в энергосистеме и роль Рогунской гидроэлектростанции в достижении энергетической безопасности Республики Таджикистан / Ш.Д. Самади, З.С. Ганиев, Х.Б. Назиров / Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2021. – №2(54). – С. 11 – 15.

[6-А]. **Ганиев З.С.** Оценка режима работы инверторов солнечных электростанций с точки зрения обеспечения качества электроэнергии / Х.Б. Назиров, С.А. Абдулкеримов, З.С. Ганиев, Ш.Д. Джураев, Д.С. Ахъёев / Электротехнические системы и комплексы. – 2023. – №1(58). – С. 31 – 38.

[7-А]. **Ганиев З.С.** Методика выбора оптимальных установленных мощностей источников электрической энергии энергокомплекса / З.С. Ганиев / Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2023. – №3(63). – С. 33 – 41.

[8-А]. **Ганиев З.С.** Оценка влияния высокогорья на генерируемую мощность возобновляемых источников энергии / А.Д. Ахророва, З.С. Ганиев, / Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. – 2023. – №4(64). – С. 38 – 45.

### ***Зарегистрированные программы для ЭВМ***

[9-А]. **Ганиев З.С.** Программа для оптимального выбора установленных мощностей электростанции (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом / Ш.Д. Джураев, Ш.А. Бобоев, Ш.Д. Самади, Х.Б. Назиров, С.А. Абдулкеримов, З.С. Ганиев / Внесен в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации / Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023669848, 21.09.2023. Заявка № 2023668688 от 11.09.2023.

[10-А]. **Ганиев З.С.** Программа для расчета оптимальных режимов работы энергокомплекса симплекс-методом / С.Т. Исмоилов, Р.И. Каримов, Ш.А. Бобоев, С.А. Абдулкеримов, Х.Б. Назиров, З.С. Ганиев / Внесен в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации / Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023669290, 13.09.2023. Заявка № 2023668679 от 11.09.2023.

### ***Статьи в материалах конференций, входящих в базу Scopus***

[11-А]. **Ganiev Z.S.** Measurement of emissions of high harmonic currents in modern electrical receivers in municipal-households power supply system / K.B. Nazirov, S.D. Dzhuraev, Z.S. Ganiev, M.M. Kamolov, A.S. Amirkhanov // Proceedings of the 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, EIConRus 2020. – January 27 - 30, 2020, St. Petersburg. – St. Petersburg, Russia, 2020. – P. 1270 – 1275.

[12-A]. **Ganiev Z.S.** Experimental evaluation and analysis of electric power quality in electric net-works municipal-households / K.B. Nazirov, S.D. Dzhuraev, Z.S. Ganiev, M.M. Kamolov, S.T. Ismoilov, A.G. Kayumov // Proceedings of the 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, EIconRus 2021. – January 26 – 29, 2021, St. Petersburg. – St. Petersburg, Russia, 2021. – P. 1169 – 1172.

### *Статьи в материалах конференций*

[13-A]. **Ганиев З.С.** Эффективное использование возобновляемых источников энергии в Таджикистане / К. Кабутов, З.С. Ганиев, Х.М. Ахмедов, А. Абдурасулов, Т. Салимов // Материалы Республиканской научно-практической конференции «Состояние и перспективы энергетики Таджикистана». ТТУ им. академика М Осими, 22 декабря, г. Душанбе. – Душанбе, 2009. – С. 16 – 20.

[14-A]. **Ганиев З.С.** Комбинированное использование ВИЭ для энергообеспечения горных сель / З.К. Кабутов, М.Б. Иноятов, Х. Шеров, К. Кабутов, З.С. Ганиев // Материалы Республиканской научно-практической конференции «Состояние и перспективы энергетики Таджикистана». ТТУ им. академика М Осими, 22 декабря, г. Душанбе. – Душанбе, 2009. – С. 21 – 25.

[15-A]. **Ганиев З.С.** Принципы и возможности использования ветровых электростанций / К. Кабутов, М.Б. Иноятов, З.С. Ганиев // Материалы республиканской научно-практической конференции, посвященной 90 летию М.С. Осими, г. Душанбе. – Душанбе ЭР Граф, 2011. – С. 144 – 151.

[16-A]. **Ганиев З.С.** Энергообеспечение сельского населения комплексным использованием ВИЭ / К. Кабутов, З.С. Ганиев // Материалы Восьмой Международной конференции теплофизической школы, 22 декабря, г. Душанбе. – Душанбе, 2012. – С. 569 – 574.

[17-A]. **Ganiev Z.S.** Investigation of self excited induction generator for micro-hydro applications / Arshad Ali, Khasan Karimov, M. Umair Khan,

Z.Kabutov, Z.S. Ganiev // Сборник докладов на конференции «Экономика и перспективы развития возобновляемых источников энергии в Республике Таджикистан». ХГУ им. академика Б.Гафурова, 12 – 13 ноября, г. Худжанд. – Худжанд, 2015. – С. 177 – 1871.

[18-А]. **Ганиев З.С.** Учет особенностей местных географических факторов при проектировании малых ГЭС / З.С. Ганиев, А.К. Киргизов // Материалы научно-практической конференции «Независимость – основа развития энергетики страны», 22 – 23 декабря, г. Бохтар. – Бохтар, 2017. – С. 273 – 276.

[19-А]. **Ганиев З.С.** Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов Республики Таджикистан / Д.Д. Давлатшоев, З.С. Ганиев // Материалы VI - ой международной конференции «Современные проблемы физики» посвящённой 110 – летию академика Академии наук Республики Таджикистан С.У. Умарова и 90 – летию академика Академии наук Республики Таджикистан А.А. Адхамова, г. Душанбе, ФТИ им. Академика С.У. Умарова. – Душанбе, 2018. – С. 316 – 320.

[20-А]. **Ганиев З.С.** Использование водных ресурсов для решения первоочередных задач Республики Таджикистан / Д.Д. Давлатшоев, Х.Б. Назиров, З.С. Ганиев // Материалы Международной научно – практической конференции: Электроэнергетика: Проблемы и перспективы развития энергетики региона, г. Душанбе, ТТУ имени академика М.С. Осими. – Душанбе: «Промэкспо», 2018. – С. 380 – 384.

[21-А]. **Ганиев З.С.** Анализ гидроэнергетических ресурсов Республики Таджикистан / З.С. Ганиев, Р.С. Ишан–Ходжаев, Х.Б. Назиров, Б.А. Гаюров // Материалы международной научно-практической конференции «Водно - энергетические ресурсы – основа реализации международного десятилетия действия «Вода для устойчивого развития, 2018 – 2028 годы», 12 апреля, г. Душанбе. – Душанбе, 2019. – С. 28 – 33.

[22-А]. **Ганиев З.С.** Перспективы развития солнечной энергетики в Республики Таджикистан / З.С. Ганиев, Р.С. Ишан – Ходжаев, Ш.Дж. Джураев, С.Т. Исмоилов // Материалы международной научно-практической конференции: «Энергетика: Состояние и перспективы развития», 20 декабря, г. Душанбе: ЦИ и П ТТУ имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2022. – С. 377.

[23-А]. **Ганиев З.С.** Диверсификация использования природных ресурсов в 21 веке / М.Н. Давлятова, З.С. Ганиев // Доклад на Двадцать девятой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов 16–18 марта 2023 г. Радиоэлектроника, электротехника и энергетика, Москва, С. 1202.



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение-1

Таблица П.1.1.

#### Ресурсы солнечной энергии в мире

Вид энергии	Ресурсы, $\times 10^3$ ТВт·ч/год	
	теоретические	технические
<b>Энергия Солнца:</b>		
на верхней границы атмосферы Земли	18300	-
на поверхности Земли	75913	5708
на поверхности суши	26370	2283
на поверхности мирового океана	49543	3425

Таблица П.1.2.

#### Стоимость производства электроэнергии с использованием ВИЭ

Технология	Мощность установки, МВт	Обычная стоимость, долл./МВт·ч
Крупная ГЭС	10-18000	30-40
Малая ГЭС	1-10	40-70
ВЭУ наземного базирования	1-3	50-80
ВЭУ морского базирования	1,5-5	80-120
Энергия биомассы	1-20	50-120
Геотермальная энергия	1-100	40-70
Солнечная электрическая энергия	1 кВт-20МВт	200-800
Солнечная тепловая энергия	50-500	120-180

## Программы развития ВИЭ в различных странах мира

Страна	Программа
Аргентина	8% всей вырабатываемой энергии к 2017 году (исключая большую гидроэнергетику)
Египет	20% электроэнергии к 2020 году
Израиль	5% электроэнергии к 2016 году
Индия	10% электроэнергии к концу 2012 года (ожидается 10 ГВт)
Иордания	10% электроэнергии к 2020 году
Мали	15% энергии к 2020 году
Мексика	Добавить 4000 МВт к 2014 году
Нигерия	7% электроэнергии к 2025 году
Новая Зеландия	90% электроэнергии к 2025 году
Пакистан	10% электроэнергии к 2015 году
США	От 5% до 30% электроэнергии в 26 штатах
Филиппины	4.7 ГВт общих мощностей к 2013 году
Япония	1,63% электроэнергии к 2014 году, исключая геотермальную и большую гидроэнергетику)

Таблица П.1.4

**Достигнутая эффективность фотоэлементов и модулей, в лабораторных условиях**

Тип	Коэффициент фотоэлектрического преобразования, %
<b>Кремниевые</b>	
<u>Si</u> (кристаллический)	24,7
<u>Si</u> (поликристаллический)	20,3
<u>Si</u> (тонкопленочная передача)	16,6
<u>Si</u> (тонкопленочный <u>субмодуль</u> )	10,4
<b>III-V</b>	
<u>GaAs</u> (кристаллический)	25,1
<u>GaAs</u> (тонкопленочный)	24,5
<u>GaAs</u> (поликристаллический)	18,2
<u>InP</u> (кристаллический)	21,9
<b>Тонкие пленки халькогенидов</b>	
<u>CIGS</u> (фотоэлемент)	19,9
<u>CIGS</u> ( <u>субмодуль</u> )	16,6
<u>CdTe</u> (фотоэлемент)	16,5
<b>Аморфный/Нано кристаллический кремний</b>	
<u>Si</u> (аморфный)	9,5
<u>Si</u> ( <u>нанокристаллический</u> )	10,1
<b>Фотохимические</b>	
На базе органических красителей	10,4
На базе органических красителей ( <u>субмодуль</u> )	7,9
<b>Органические</b>	
Органический полимер	5,15
<b>Многослойные</b>	
<u>GaInP/GaAs/Ge</u>	32,0
<u>GaInP/GaAs</u>	30,3
<u>GaAs/CIS</u> (тонкопленочный)	25,8
<u>a-Si/mc-Si</u> (тонкий <u>субмодуль</u> )	11,7

Таблица П.1.5

**Долгосрочная программа строительства малых электростанции на период 2009 – 2020 годы, этап III, 2016 – 2020**

		Средний МГЭС					
1	"Язгулом-3"	1900	16000	Ванч	3800		
2	"Язгулом-4"	1900	16000	Ванч	3800		
3	"Язгулом-5"	1900	16000	Ванч	3800		
4	"Сорво"	150	900	Вахдат	180		
5	"Палдорак-1"	250	2160	Кухисто- ни Мастчоҳ	300		
6	"Рукшиф-1"	200	3456	Кухисто- ни Мастчоҳ	240		
7	"Самчон"	500	3000	Кухисто- ни Мастчоҳ	600	м м и е е н с ж в т д е н у с	
8	"Падаск"	880	5280	Кухисто- ни Мастчоҳ	1056	ы н т е а о р р и о ы	
9	"Искич"	500	3000	Гиссар	600	д н ы е	
10	"Файзобод"	465	3459,6	Абдурах- мона Джами	558		
11	"Джавони"	170	1020	Рогун	204		
12	"Гули сурх"	100	600	Рогун	120		
13	"Лугур"	350	2100	Рогун	420		
14	"Шингилич"	130	390	Рашт	156		
15	"Руноб"	250	750	Рашт	300		
16	"Хидириён"	250	1500	Рашт	300		
17	"Чафр"	100	600	Рашт	120		
18	"Калъанак"	120	720	Рашт	144		
19	"Сиполинг"	120	360	Рашт	144		

20	"Войдара"	100	300	Нурабод	120	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
21	"Сангвор"	100	600	Тавиль-	120	
				дара		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
22	"Чарсем"	10000	60000	Шугнан	12000	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
23	"Намадгут"	1500	13000	Ишкашим	168	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
24	"Рошорв"	600	5000	Рушан	720	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
25	"Ямчун"	140	840	Ишкашим	168	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
26	"Бичхарв"	140	840	Ванч	168	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
27	"Киштудаки нав"	196	423,3	Пенджи-	235	
				кент		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
28	"Падруд"	1134	6804	Пенджи-	1361	
				кент		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
29	"Курговад"	1500	10000	Дарваз	1800	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
30	"Ленинобод"	145	820,8	Джили-	174	
				куль		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
31	"Дукак"	300	1800	Нурабад	360	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
32	"Лайрун"	150	450	Нурабад	180	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
			Мини МГЭС			
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
33	"Шодмони"	60	360	Нурабад	72	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
34	"Лангар"	30	180	Нурабад	36	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
35	"Саидон"	30	180	Нурабад	36	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
36	"Кабутиён"	30	180	Нурабад	36	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
37	"Улфатобод"	30	180	Нурабад	36	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
38	"Хасандара"	60	360	Нурабад	72	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
39	"Сари пулак"	30	180	Нурабад	36	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
40	"Чавчи"	60	360	Нурабад	72	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
41	"Гирдоб"	40	240	Нурабад	48	
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
42	"Лангар"	60	360	Тавиль-	36	
				дара		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +
43	"Рога"	30	180	Тавиль-	36	
				дара		
+ + +		+ + +		+ + +		+ + +

44	"Маргзор"	40	240	Рогун	48	
45	"Некнот"	80	480	Пенджи- кент	96	
46	"Пули гирдоб"	45	270	Пенджи- кент	54	
47	"Хучахо-2"	60	259,2	Ганчи	72	
48	"Обчи-1"	40	86,0	Ганчи	48	
49	"Басманда-2"	80	172,8	Ганчи	96	
50	"Гулистон"	50	175	Мумина- бад	60	
51	"Шахринав"	30	105	Мумина- бад	36	
52	"Каскун"	50	150	Нурабад	60	
53	"Валгон"	40	345,6	Кухис- тони Мастчох	48	
	Всего	26801	175735,3		32161	
189	Итого	103181	641645,9		123134	

## Приложение-2

**Таблица П.2.1.**

### Рост количества коммунально-бытовых приборов в жилых домах

Наименование электроприбора	Количество электроприборов, шт. на 100 семей, по годам							
	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2005	2009
Телевизор	10	56	85	113	134	124	138	160
Видеомагнитофон и видеокамера	—	—	—	—	15	48	66	58
DVD-плеер	—	—	—	—	—	—	8	44
Музыкальный центр	—	—	—	—	2	12	34	39
Магнитофон, плеер	—	—	—	—	77	66	53	44
Персональный компьютер	—	—	—	—	—	6	26	55
Мобильный телефон	—	—	—	—	—	—	104	217
Холодильник и морозильник	3,5	32	84	104	116	113	117	123
Посудомоечная машина	—	—	—	—	—	—	1	3
Стиральная машина	4	52	68	91	100	98	97	101
Пылесос	2,8	12	29	66	77	82	84	92
Микроволновая печь	—	—	—	—	—	—	25	51
Кондиционер	—	—	—	—	—	—	3	8

## Перечень электроприёмников в квартирах, с установленной мощностью

Наименование электроприбора	Установленная мощность, кВт
Осветительные приборы	1,5—3,5 (около 20—30 Вт/м <sup>2</sup> )
Электроплита	8,5—10,5
Электрочайник	Около 2,0
Микроволновая печь	1,0—2,0
Кофеварка	0,65—1,0
Тостер	0,6—1,0
Миксер	0,2—0,4
Блендер	0,5—0,7
Соковыжималка	0,2—0,3
Мясорубка	Около 1,0
Телевизор	0,10—0,14
DVD-плеер	Менее 0,03
Музыкальный центр	Около 0,1
Беспроводной телефон	0,007
Персональный компьютер, включая монитор и периферийные устройства	0,5—1,0
Холодильник и морозильник	0,15—0,30
Кондиционер	2,0—4,0
Надплитный фильтр (вытяжки)	0,25
Посудомоечная машина	2,2
Стиральная машина	2,2
Фен	0,5—1,4
Джакузи	2,0—4,0
Пылесос	0,65—2,0
Утюг	1,0—2,0
Электроинструмент	До 0,8



**Приложение-3**  
**Внедрение результатов диссертационной работы**  
**Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ**  
**№2023669290**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2023669290**

**Программа для расчета оптимальных режимов работы  
энергокомплекса симплекс-методом**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
(ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ») (RU)*

Авторы: *Исмоилов Саиджон Туронович (ТJ), Каримов Рустам  
Илхомович (ТJ), Бобоев Шараф Асрорович (ТJ), Самади  
Шакарбек Додхо (ТJ), Абдулкеримов Сагид Абдурахманович (RU),  
Назиров Хуршед Бобоходжаевич (ТJ), Ганиев Зокирджон  
Султонович (ТJ)*

Заявка № **2023668679**

Дата поступления **11 сентября 2023 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **13 сентября 2023 г.**



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности



Ю.С. Зубов

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ  
№2023669848

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023669848

Программа для оптимального выбора установленных мощностей электростанции (ВЭС, СЭС и МГЭС) энергокомплекса итерационным методом

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ») (RU)*

Авторы: *Джураев Шохин Джураевич (ТJ), Бобоев Шараф Асрорович (ТJ), Назиров Хуршед Бобоходжаевич (ТJ), Абдулкеримов Сагид Абдурахманович (RU), Ганиев Зокирджон Султонович (ТJ)*

Заявка № 2023668688

Дата поступления 11 сентября 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 сентября 2023 г.



*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 429b6a0fe3853164ba96f83b73b4aa7  
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

*Ю.С. Зубов*

## Акт внедрения в учебный процесс ДФ НИУ «МЭИ»

Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего  
образования

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ  
«МЭИ»

ФИЛИАЛ в г. ДУШАНБЕ  
(Республика Таджикистан)

ул. М. Турсунзода, 82  
тел.: +992 37 221 82 53



Филлиали Мувоносики  
федералии давлатии бучавии  
таълимии миёлумоти  
оллии

ДОНИШГОҶИ  
МИЛЛИИ  
ТАДЖИҚОТ  
«ДЭМ»

ДАР ш. ДУШАНБЕ  
(Ҷумҳурии Тоҷикистон)

куч. М. Турсунзода, 82  
тел.: +992 37 221 82 53

02.10.23, № 03/13-108/a



### АКТ о внедрении в учебный процесс филиала НИУ МЭИ в г. Душанбе результатов диссертационной работы Ганиева З.С.

Результаты диссертационной работы аспиранта Физико-технического института имени Умарова Национальной академии наук Республики Таджикистан Ганиева Зокирджона Султоновича на тему: «**Оптимизация режимов работы энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии в условиях высокогорья**», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, включающие:

- обоснование доступности возобновляемых источников энергии для электроснабжения отдаленных, труднодоступных населенных пунктов Республики Таджикистан;

- разработанную модель с использованием линейных алгебраических уравнений для решения задачи преобразования возобновляемых источников в энергетическом комплексе с учетом привлекательности по времени;

- методики регулирования реактивной мощности в локальных энергетических комплексах, полностью состоящих из возобновляемых источников энергии;

- программный продукт для расчета оптимальных режимов работы энергокомплекса симплекс-методом;




- программа оптимального выбора установленных мощностей электростанции (ВЭС, СЭС и МГЭС),

используются в учебном процессе на кафедре «Электроэнергетика» филиала «НИУ «МЭИ» в г. Душанбе при изучении дисциплин: «Электростанции на основе ВИЭ»; «САУ энергоустановок на основе ВИЭ» и др.

Заместитель директора ДФ НИУ МЭИ по  
учебно-воспитательной работе, к.т.н.

Заведующий кафедрой электроэнергетики  
ДФ НИУ МЭИ, к.т.н.

Начальник ОК ДФ НИУ МЭИ

 Чиркина Т.В.  
 Назиров Х.Б.  
 Ашурова Р.Д.

## Акт внедрения в ОАО «Барки Тоҷик»



### ҶАМЪИЯТИ САҲОМИИ КУШОДАИ «БАРҚИ ТОҶИК»

734026, ш. Душанбе, хибони Исмоили Сомони-64 Тел: +992 372 235-86-66 Факс: (10992372) 35-86-92;  
Сомона: [www.barqitojik.tj](http://www.barqitojik.tj), Почта: [barki.tojik@gmail.com](mailto:barki.tojik@gmail.com)

№ 1/90-348 аз «10» 04 соли 2014

Ба № \_\_\_\_\_ аз «\_\_» \_\_\_\_\_ соли 20\_\_

#### А К Т

о внедрении результатов диссертационной работы Ганиева Зокирджона Султоновича на тему: «Оптимизация режимов работы энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии в условиях высокогорья», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Диссертационная работа аспиранта Физико-технического института имени Умарова Национальной академии наук Республики Таджикистан Ганиева З.С. представляет собой завершённое научное исследование на актуальную тему и имеет несомненно практическую значимость.

Предлагаемый автором энергетический комплекс на основе возобновляемых источников энергии позволяет использовать доступные виды солнечной, ветровой и гидроэнергии в отдалённых районах, не охваченных централизованным энергоснабжением, обеспечивая доступ потребителей к электрической энергии. Смягчение дефицита электроэнергии в зимнем периоде за счёт использования источников ВИЭ является важным решением для выхода из энергетического кризиса труднодоступных горных регионов, где нет централизованного электроснабжения.

Настоящим подтверждаем, что предложенные Ганиевым З.С. методика оптимизации выбора установленной мощности возобновляемых источников энергии и обоснованные рекомендации по компенсации реактивной мощности будут использоваться в практике проектирования и эксплуатации локальных систем электроснабжения, создаваемых на основе доступных местных экологически чистых возобновляемых источников энергии.

Заместитель генерального директора



А. Курбонзода