

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«МЭИ»

На правах рукописи



ЧОРШАНБИЕВ СИРОДЖИДДИН РАЖАББОКИЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СОЛНЕЧНОЙ
ГЕНЕРАЦИЕЙ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

(на примере Республики Таджикистан)

Специальность: 05.14.02

Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Шведов Галактион Владимирович

Москва - 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН.....	13
1.1. Текущее состояние и перспективы развития энергетики в Республики Таджикистан.....	13
1.2. Описание потенциала возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан.....	28
1.3. Оценка потенциала ресурсов солнечной энергии на территории Республики Таджикистан.....	36
1.4. Технологический расход электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям Республики Таджикистан.....	43
Выводы по первой главе.....	55
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	57
2.1. Методы расчета потерь электроэнергии.....	57
2.2. Моделирование высоковольтных городских электрических сетей г. Душанбе Республики Таджикистан для анализа и оценки потерь электроэнергии.....	64
2.3. Моделирование городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ г. Душанбе (Республика Таджикистан) для анализа и оценки технических потерь электроэнергии.....	72
Выводы по второй главе.....	89
ГЛАВА 3. ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	90
3.1. Исходные данные.....	90

3.2.. Оценка влияния распределенной солнечной генерации, подключенной к сетям 0,4 кВ, на коэффициент формы графика нагрузки	93
3.3. Влияние распределенной солнечной генерации, подключенной к сетям 0,4 кВ, на потери электроэнергии	95
3.4. Методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии	97
Выводы по третьей главе.....	105
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН.....	106
4.1. Анализ потерь электроэнергии в городских электрических сетях г. Душанбе (Республика Таджикистан).....	106
4.2. Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10 кВ г.Душанбе Республики Таджикистан и оценки их эффективности	108
4.3. Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях ОАО «Пенджикентские ЭС» Республики Таджикистан	115
Вывод по четвертой главе.	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	124
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	125
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	178
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	183

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При передаче электрической энергии по электрическим сетям от мест производства до потребителей затрачивается часть самой передаваемой электроэнергии, которая выражается в виде её технологического расхода (потери электроэнергии) на эту передачу.

Как известно, уровень потерь электроэнергии в электрических сетях считается основным показателем эффективности и экономичности работы энергосистемы каждой страны. Согласно [1], уровень потерь в 10 % является максимальным с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям. Несмотря на то, что в Республике Таджикистан расчет и анализ потерь электроэнергии и выбор экономически обоснованных мероприятий по их снижению ведется уже более 20 лет, до сих пор во многих городских и районных электрических сетях республики уровень потерь электроэнергии остается выше максимальных 10% и находится в пределах 13-21 % [2-8].

Проблема высокого уровня потерь в стране признана на государственном уровне: со стороны Правительства Республики Таджикистан принят ряд соответствующих законов и постановлений [9-12]. Все это говорит о высокой актуальности и востребованности исследований в данной области.

В последнее годы, как показывает мировой опыт, во многих развитых странах использование возобновляемых источники энергии (ВИЭ) стало важным фактором для устойчивого развития их энергетической отрасли. Учитывая эти тенденции, Правительство Республики Таджикистан каждый год проявляет все больший интерес к развитию и внедрению ВИЭ, что подтверждается решениями, принятыми программами и законами [13-16] для развития этой области.

Для повышения эффективности работы энергосистемы Республики Таджикистан активно внедряется распределенная генерация в виде солнечной энергии. Республика имеет благоприятные условия для использования солнечной энергии за счет географического расположения и природно-климатических условий. Подключение к электрическим сетям солнечных электростанций является

одним из наиболее актуальных направлений для развития энергетики, однако остро встает вопрос влияния такой распределенной солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей, относительные потери электроэнергии и на конфигурацию графика нагрузки питающей энергосистемы.

Таким образом, **актуальность** данной работы определяется проведением исследований для поиска решений, позволяющих добиться снижения потерь электроэнергии в электрических сетях в том числе в условиях функционирования распределенной генерации.

Степень разработанности темы. Значительный вклад в развитие методов расчета, нормирования и снижения потерь мощности и электроэнергии внесли такие зарубежные ученые как С.С.В.Oliveira, Dimo Stoilov, D.Sodnomdorj, D. Battulga, Named Emara Kassem, J.L. Cavaretti, Ch.Zunduisuren, S. Jonathan, и др.

Плодотворно трудились в этой области ученые из России и стран бывшего Советского Союза: Артемьев А.В., Бохмат И. С., Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Зарудский Г.К., Казанцев В.Н., Поспелов Г.Е., Савченко О.В., Сыч Н.М., и др.

В Республике Таджикистан вопросам энергоэффективности и снижения потерь электроэнергии были посвящены работы таких ученых, как Ахророва А.Д., Додхудоев М.Д., и др.

Вопросами размещения распределённой генерации и их влияния на режимы распределительных электрических сетей, потери мощности и электроэнергии посвятили свои работы зарубежные ученые такие как: A. J. G. Mena, D. K. Khatod, Gopriya Naik., J. A. M García, M. Abedini, Moradi M. H., R. S. Rao, Shriram S.

В России вопросам распределенной генерации посвятили свои работы Воропай Н.И., Дмитриев С.А., Паздерин А.В., Санеев Б.Г., и др.

В Республике Таджикистан в области ВИЭ (в том числе солнечной генерации) посвятили свои работы Ахмедов Х.М., Кабилов З.А, Кабутов К., Лавриненко П.Н. и тд.

В области потерь мощности и электроэнергии множество исследований выполнено в следующих ведущих научно-исследовательских институтах: ВНИИЭ, НГТУ, ИСЭМСО РАН и НИУ «МЭИ». Многие аспекты потерь мощности и

электроэнергии (и в том числе влияние распределенной генерации на режимы распределительных электрических сетей, потери мощности и электроэнергии на постоянной основе) исследуется международными научными организациями: CIGRE (Международный совет по большим электрическим системам), IEEE (Институт инженеров по электротехнике и радиоэлектронике, подкомитет “Возобновляемые источники энергии РГ”); а также обсуждаются на международных конференциях, таких как CIRED (Международная конференция по системам распределения электроэнергии.)

Несмотря на достаточно глубокую проработку и многие исследования этих вопросов со стороны ученых, до сих пор не уделено должного внимания на влияние распределенной генерации на режимы распределительных электрических сетей и относительные потери электроэнергии. Поэтому данная диссертационная работа посвящена исследованиям в этом направлении.

Объектом исследования диссертационной работы являются электрические сети, в том числе к потребителям которой подключена распределённая солнечная генерация (на примере Республики Таджикистан).

Предметом исследования является уровень относительных потерь электроэнергии в электрических сетях в том числе в условиях подключения к потребителям таких сетей распределенной генерации на основе ВИЭ.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности функционирования электрических сетей, в том числе при наличии распределенной генерации на базе ВИЭ, за счет снижения относительных потерь электроэнергии.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели в данной диссертационной работе необходимо решить следующие задачи:

1. Структурировать, обобщить и проанализировать информацию о современном состоянии электроэнергетики Республики Таджикистан, уделяя особое внимание уровню потерь электроэнергии и развитию ВИЭ, выявить ключевые проблемы текущего состояния.

2. Разработать расчетную математическую модель высоковольтных и распределительных электрических сетей для оценки и анализа потерь электроэнергии.
3. Провести натурные измерения конфигурации графиков нагрузки элементов систем электроснабжения объектов с подключенной распределенной генерацией на базе ВИЭ.
4. Исследовать влияние распределенной генерации на базе ВИЭ на конфигурацию графиков нагрузки питающей энергосистемы и относительные потери электроэнергии в электрических сетях.
5. Проанализировать потери электроэнергии в рассматриваемых электрических сетях и на основе полученных результатов разработать эффективные мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Научная новизна работы состоит в том, что в ходе научно-исследовательской работы получены следующие научные результаты:

1. Разработана расчетная математическая модель высоковольтных и фрагмента распределительных электрических сетей г. Душанбе;
2. Выявлена проблема избыточной солнечной генерации в выходные дни, приводящая к перетоку активной мощности от потребителя в энергосистему, что приводит к изменению конфигурации графика нагрузки и увеличению относительных потерь электроэнергии;
3. Разработана методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии.

Практическая значимость.

1. Разработанная расчетная модель электрических сетей позволяет рассчитывать потери электроэнергии при различных вариациях исходных данных.
2. Разработанная методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях, где подключена солнечная генерация.
3. Проведенный анализ результатов расчета потерь электроэнергии позволил выявить некоторые причины завышенных значений потерь и

некорректного применения программного обеспечения для расчета потерь в ОАО «Душанбинские гор. ЭС».

4. Предложенные мероприятия по снижению потерь электроэнергии позволяют значительно повысить уровень энергоэффективности электрических сетей.

Реализация результатов работы.

1 Результаты проведенных в работе исследований по расчету и анализу потерь электроэнергии в электрических сетях, оценке влияния распределенной солнечной генерации на конфигурацию графиков нагрузки питающей энергосистемы и потери электроэнергии в ней и предложенные мероприятия по снижению потерь электроэнергии используется в ОАХК «Барки Точик» и в ОАО «Душанбинские гор. ЭС».

2 Разработанная методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей которая позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии, и другие исследования внедрены в учебный процесс на кафедре «Электроснабжение» Таджикского технического Университета имени академика. М.С.Осими и на кафедре «Электроснабжения и релейной защиты» Института энергетики Таджикистана, а также используется в ОАО «Системаавтоматика» (организация занимается строительством солнечных станций на территории Республики Таджикистан). Результаты анализа влияния распределенной солнечной генерации на конфигурацию графика нагрузки внедрены в учебный процесс кафедры «Электроэнергетических систем» Национального исследовательского университета «МЭИ».

Соответствующие акты внедрения приведены в ПРИЛОЖЕНИИ - Г.

Методы и средства исследования. Проведенные исследования в данной диссертационной работе базируется на теории электрических цепей, и математическом моделировании с применением экспериментальных исследований в действующих распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ с использованием современных средств измерения.

Для решения поставленных задач использован сертифицированный программный комплекс РАП-стандарт (программы РАП-ОС-ст и РАП-10-ст) и RastrWin3.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Математическая модель сетей 35-110 кВ и фрагмента сетей 6-10 кВ (на примере г. Душанбе Республики Таджикистан) для расчета и анализа технических потерь электроэнергии.
2. Проблема избыточной генерации распределенной генерации на основе солнечных панелей в выходные дни приводящая к росту неравномерности графика нагрузки и относительных потерь электроэнергии.
3. Методика определения рациональной мощности генерируемой солнечными панелями по критерию минимума относительных потерь электроэнергии.
4. Границы экономической эффективности таких мероприятий по снижению потерь электроэнергии как применение трансформаторов с пониженным уровнем потерь и замена сечений проводов воздушных линий на большие.

Соответствие паспорту научной специальности.

Диссертационная работа соответствует формуле научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» по следующим пунктам:

- п.6 - «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике» относится к разработанной расчётной математической модели высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе для анализа и оценки потерь электроэнергии в программном комплексе РАП-стандарт (РАП-ОС-ст) и к разработанной расчетной математической модели фрагмента части городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ (где подключена солнечная генерация) г. Душанбе (Республика Таджикистан) для анализа и оценки технических потерь электроэнергии. в программном комплексе РАП-стандарт (РАП-10-ст).

-п.10 - «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения

пропускной способности транспортных каналов.», относиться к оценка влияния распределенной солнечной генерации, подключенной к сетям 0,4 кВ, на коэффициент формы графика нагрузки, влияние распределенной солнечной генерацией, подключенной к сетям 0,4 кВ, на потери электроэнергии, методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии, анализ потерь электроэнергии в городских электрических сетях г. Душанбе (Республика Таджикистан), и разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ г. Душанбе Республики Таджикистан и оценки их эффективности, а также разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях ОАО «Пенджикентские ЭС» Республики Таджикистан.

Достоверность результатов. Результаты расчетов потерь электроэнергии по разработанным расчетным моделям электрических сетей верифицированы с фактическими потерями электроэнергии, полученными из ОАО «Душанбинские гор ЭС». Расхождение в значениях потерь электроэнергии связано с невозможностью получения данных по некоторым составляющим потерь.

Достоверность разработанной методики оценки целесообразной генерации от солнечных батарей, подтверждается корректным использованием математического аппарата и совпадением с результатами расчетов, выполненных в программе Microsoft Excel.

Личный вклад соискателя. Основная идея и актуальность диссертационной темы базируется на работах автора в области электроэнергетики в Таджикском Техническом университете им. академика М.С. Осими. Вклад соискателя состоит в проведении натурных измерений в электрических сетях Республики Таджикистан и анализ их результатов, в разработке и оценке достоверности расчетной математической модели высоковольтных и распределительных городских электрических сетей г. Душанбе Республики Таджикистан, методики оценки целесообразной генерации от солнечных батарей, мероприятий по снижению потерь и оценке их эффективности, в написании статей и участии в конференциях.

Научные и практические результаты, выносимые на защиту, разработаны и получены автором.

Апробация результатов работы. Основные положения результатов диссертационной работы и отдельные ее части докладывались и обсуждались на республиканских российских и международных научно–технических конференциях: VIII Международная научно–практическая конференция «Перспективы развития науки и образования», г. Душанбе, 03-04 ноября 2016 г; Международная научно-практическая конференция «Управление качеством электрической энергии», г. Москва, 23 – 25 ноября 2016 г; Республиканская научно-практическая конференция «Электроэнергетика, гидроэнергетика, надежность и безопасность», г. Душанбе, 24 декабря 2016 г; VIII Международная молодежная научно-техническая конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2017», г. Самара, 02-06 октября 2017 г; V-Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии (ПЭЭЭ-2017)», г.Тольятти, 01-02 ноября 2017 г; Международная научно-техническая конференция «Энергетика: состояние, проблемы, перспективы»,г. Бишкек, Кыргызстан, 23-24 ноября 2017 г; 18-ая Конференция молодых исследователей в области электротехники и электроники «2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, IEEE Russia North West Section (2018 EIconRus), г. Санкт Петербург, 29 января -01 февраля 2018 г; I международная научно-практическая конференция «Перспективы внедрения инновационных технологий в энергетике и экологии Республики Таджикистан», г. Душанбе, 14-15 сентября 2018 г; IX Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи-2018», Казань, 01-05 октября 2018 г; Международная научно-техническая конференция «IEEE International Ural Conference on Green Energy (UralCon 2018)», Челябинск, 04-06 октября 2018 г; Традиционная IX международная школа- семинар молодых ученых и специалистов «Энергосбережение – теория и практика», НИУ «МЭИ», г. Москва, 5-12 октября 2018 г; Международная научно-практическая конференция: «Электроэнергетика: проблемы и перспективы развития энергетики региона», г. Душанбе, 21 декабря

2018 г; 19-ая Конференция молодых исследователей в области электротехники и электроники «2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, IEEE Russia North West Section (2019 EIConRus), г. Санкт Петербург, 28-31 января - 2019 г, а также на заседаниях и научно-технических семинарах кафедры «Электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в 2015-2019 гг.

Публикации по теме диссертации. По результатам выполненных исследований по теме диссертации опубликовано: **21** печатная работа, в том числе **6** статей в изданиях рекомендованных ВАК РФ, **12** статей в сборниках докладов и трудах республиканских российских и международных конференций, **3** статьи, в материалах конференций IEEE, входящих в международные системы цитирования SCOPUS.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из: введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 144 наименований и 4 приложений. Общий объем диссертации: 189 страниц печатного текста, основная часть – 141 страницы, 33 рисунка и 33 таблицы.

Автор благодарит руководство и всех сотрудников ОАХК «Барки Точик» и ОАО «Душанбинские городские электрические сети», а также управляемые ими предприятия, за предоставление информации, за помощь и поддержку в процессе проведения натурных измерений в электрических сетях Республики Таджикистан, а также зав. кафедрой «Электроэнергетических систем» НИУ «МЭИ» Шарова Ю.В. и директора Института электроэнергетики НИУ «МЭИ» Тульского В.Н. за техническое обеспечение проведения измерений в электрических сетях Республики Таджикистан.

ГЛАВА 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

1.1. Текущее состояние и перспективы развития энергетики в Республике Таджикистан

Создание электроэнергетической системы (ЭЭС) Республики Таджикистана началось в первой половине XX века. При этом ЭЭС Республики Таджикистан входила в структуру единой электроэнергетической системы СССР. Интенсивное изучение энергетических ресурсов Республики Таджикистан началось в 30-х годах XX века.

В республике в 1936 году был введен в действие агрегат первой гидроэлектростанции (ГЭС) Варзоб-1, построенной неподалеку от столицы республики г. Душанбе на реке Варзоб [3,4]. Список построенных и действующих электростанций в стране начиная с 30 годов XX века до настоящего времени приведен в таблице П.А.1, а на рисунке 1.1 приведена динамика установленной мощности по годам [3,4].

В Республике Таджикистан первая энергетическая программа, учитывавшая сельскохозяйственную направленность экономики, была создана в 1949-1950 годах. Было решено, что развитие энергетики в Республике Таджикистан будет опираться на гидроэнергоресурсы, потому что запаса нефти и газа в регионе практически нет, а запасы угля труднодоступны.

Исходя из этого, можно сказать, что во второй половине минувшего века, особенно с 1950-х по 1980-е годы, энергетика Республики развивалась весьма интенсивно.

Из таблицы П.А.1 и рисунка 1.1 видно, что суммарная установленная мощность всех электростанций республики составляет 5357,686 МВт (на 2015 год). При этом более 92% электроэнергии в стране вырабатывается на ГЭС.

Каскад ГЭС, расположенный на реке Вахш, является основным источником электроэнергии в Таджикистане. Установленная мощность Вахшского каскада составляет 4775 МВт, что составляет более 89% суммарной мощности ЭЭС. Таким образом в Республике Таджикистан производство электроэнергии почти полностью зависит от ГЭС [17-21].

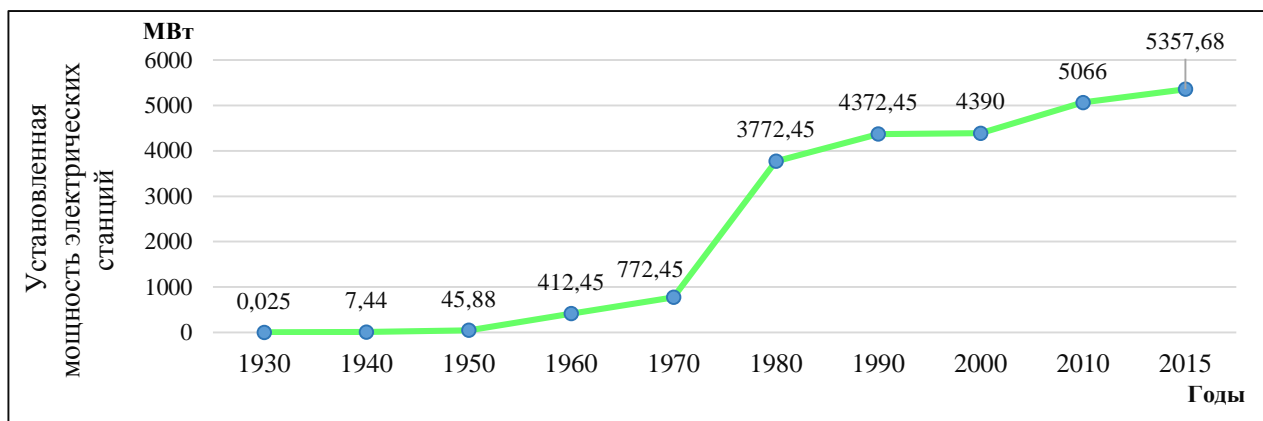


Рисунок 1.1. Динамика развития энергетики Республики Таджикистан.

(Рост суммарной мощности)

В 1990 годах после распада СССР и получения независимости союзных республик, эти государства заключили соглашение о создании объединенного диспетчерского управления (ОДУ) энергосистемами Центральной Азии (ныне КДЦ «Энергия») на базе системообразующих электрических сетей 220-500 кВ. Схема Объединенной энергосистемы (ОЭС) Центральной Азии показана на рисунке 1.2.

Как было сказано выше, в Республике Таджикистан основная доля выработки электроэнергии вырабатывается на ГЭС, в летнее время страна имела возможность экспортировать электроэнергию в соседние государства, а в зимний период, когда сток воды в реках уменьшался и появлялся дефицит, импортировал электроэнергию из соседних государств.

В декабре 2009 года со стороны Республики Узбекистан была отсоединена электросеть Республики Таджикистан от ОЭС Центральной Азии. По этой причине экспорт и импорт электроэнергии был ограничен. До настоящего времени энергосистема Республики Таджикистан работает изолированно [3, 22]. В 2011 году после завершения проекта «Строительства ЛЭП 500 кВ «Юг-Север», была

создана единая энергетическая система страны, соединяющая южную энергосистему страны с северной. Все это значительно повысило возможность физического доступа населения Таджикистана к вырабатываемой электроэнергии.

В настоящее время энергосистема Республики Таджикистан имеет связь с энергосистемами соседних стран: Кыргызской Республики, Республики Афганистан, а в апреле 2018 года была восстановлена связь с энергосистемой Республики Узбекистан.

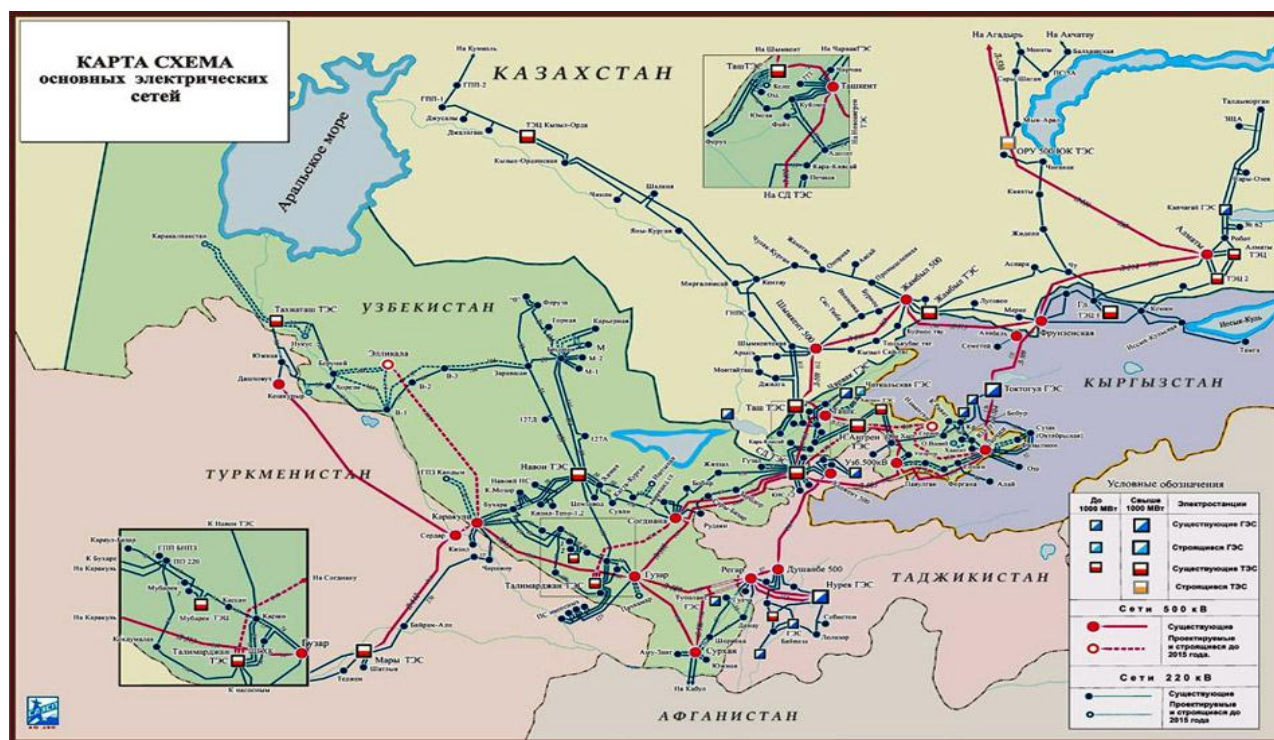


Рисунок 1.2. Схема электрических сетей ОЭС Центральной Азии

Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Тоҷик» — государственная национальная энергетическая компания Республики Таджикистан, которая управляет электроэнергетической системой Республики Таджикистан, в своем составе имеет: 14 генерирующих предприятий и 17 предприятий по передаче и распределению электроэнергии по территории республики (состоящих из 59 районных и городских электрических сетей) [3]. ОАХК «Барки Тоҷик» играет ведущую роль в энергоснабжении народного хозяйства Республики Таджикистан, на долю которой приходится более 97 % произведенной электроэнергии и 98 % установленной мощности электрических

станций в стране [3]. На рисунке 1.3 представлена схема взаимодействия основных подразделений энергосектора Республики Таджикистан.



Рисунок 1.3. Схема взаимодействия энергосектора Республики Таджикистан

С декабря 2002 года система электроснабжения Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) перешла от компании ОАХК «Барки Тоҷик» к частной компании «Памир Энерджи» на основе Концессионного соглашения сроком на 25 лет. [3,23]. В настоящее время система электроснабжения ГБАО работает изолировано, то есть не имеет связи с основной ЭЭС Республики Таджикистан. Компания «Памир Энерджи», управляет 11 малыми и мини ГЭС, с общей установленной мощностью 43,5 МВт и ЛЭП 35,10,0,4 кВ общей протяженности 2609 км [23].

Выработка электрической энергии в Республики Таджикистан.

Республика Таджикистан географически подразделяется на следующие части:

- 1) Районы республиканского подчинения (центральная часть республики);
- 2) Согдийская область (северная часть республики);
- 3) Хатлонская область (южная часть республики);
- 4) ГБАО (восточная часть республики).

Основная выработка электроэнергии осуществляется в южной части республики, а крупные потребители расположены в центральной и северной части

[3,24,25]. Производство электроэнергии в Таджикистане зависит от сезона и погодных условий. В связи с этим в стране основными являются два режима работы энергосистемы [24,25]:

- Ограниченный режим работы энергосистемы;
- Нормальный режим работы энергосистемы.

Ограниченный режим вводится на период с декабря по январь путем преднамеренного отключения потребителей для обеспечения надежности электроснабжения и сохранения живучести энергосистемы в целом.

Период нормального режима энергосистемы, когда ограничения на потребление мощности снимаются, ведется с мая по сентябрь.

Динамика производства электроэнергии в ОАХК "Барки Точик" Республики Таджикистан за период 1991-2016 гг., приведена на рисунке 1.4 [2,3,26].

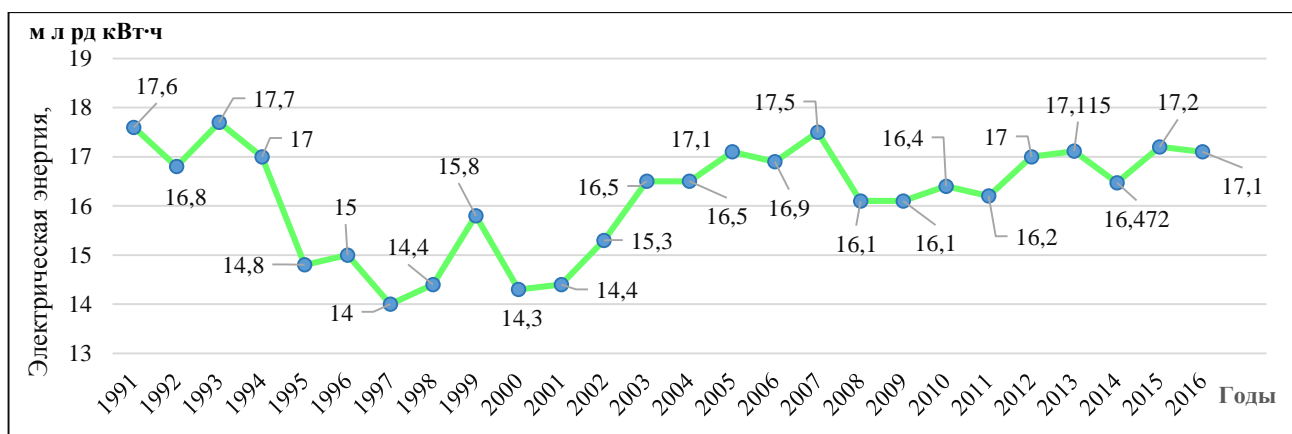


Рисунок 1.4. Динамика производства электроэнергии в ОАХК «Барки Точик» за 1991- 2016 гг

Рассматривая общую картину изменения выработки электроэнергии в Республике Таджикистан (за исключением ГБАО с 2002 года) за период 1991-2016 гг. (рисунок 1.4), можно отметить, что самый низкий уровень производства электроэнергии был зафиксирован в 1997 г. (14 млрд кВт· ч).

Из диаграммы, представленной на рисунке 1.4 видно, что самое максимальное производство электроэнергии было в 1993 г, которое составило 17,7 млрд кВт· ч. В 2007 году выработка электроэнергии в Республике почти достигла максимума и составила 17,5 млрд кВт· ч. После этого в 2008-2009 гг. она снизилась на 8% по сравнению с 2007 годом. Причиной снижения производства электроэнергии в 2008

году являлся мировой экономической кризис, что тоже повлияло на Республику Таджикистан. В 2009 году Республика Узбекистан отсоединилась по электрическим сетям от Республики Таджикистан в результате была нарушена связь с ОЭС Центральной Азии. В связи с этим был ограничен экспорт и импорт электроэнергии, что являлось причиной снижения производства электроэнергии в Республике Таджикистан [3].

Существующий дефицит электроэнергии и введение ограничений на ее потребление обусловлены рядом факторов: высоким спросом на электроэнергию для отопления жилья зимой, потерей источника импорта электроэнергии и газа начиная с 2009 года и снижением выработки электроэнергии на ГЭС, мощность которых снижается в зимний период в связи с низким уровнем речного стока.

Лишь Нурекская ГЭС имеет собственное водохранилище. Все другие гидроэлектростанции- руслового типа, их мощность падает зимой в связи со снижением речного стока. В летний период в стране имеется избыток электроэнергии, что объясняется увеличением стока воды в реках и снижением спроса на электроэнергию в стране. В связи с изолированным режимом работы энергосистемы, этот избыток не может экспортироваться в соседние страны. Избыток воды приводит к значительным масштабам холостых сбросов, которые потенциально означают огромную потерю электроэнергии. При этом летний избыток составляет от 3-7,5 млрд кВт·ч в зависимости от водности года [17,25,27].

Передача электрической энергии в Республике Таджикистан. В составе ОАХК «Барки Точик» для передачи электрической энергии от мест генерации до мест потребления, эксплуатируются воздушные и кабельные линии электропередачи номинальным напряжением 0,4-500 кВ. Протяженность ВЛ и КЛ 0,4 -500 кВ, входящих в состав ОАХК «Барки Точик» на 2015 г приведена в таблице 1.1 [2,3,25].

Из таблицы 1.1 видно, что суммарная протяженность ЛЭП 0,4-500 кВ в целом по республике составляет 64808,942 км, из них на долю ВЛ приходится 61605,58 км (95,05 %), на долю КЛ – 3203,362 (4,95%).

Таблица 1.1 — Протяженность ВЛ и КЛ 0,4-500 кВ, входящих в состав ОАХК «Барки Точик» на 2015 г

Тип ЛЭП	Длина ЛЭП, км, при номинальном напряжении, кВ						Сумма
	0,4	6-10-20	35	110	220	500	
ВЛ	*30480,05	21182,14	2475,82	3055,2	1624,95	489,74	59307,9
	*30489,81	21336,91	2958,59	4326,8	2003,73	489,74	61605,58
КЛ	1347,51	1838,63	17,222	-	-	-	3203,362
Итого							64808,942

* В числителе протяжённость по направлению, а в знаменатели- по цепи.

Из таблицы 1.1 следует отметить, что среди ВЛ существенно большую протяженность в сравнении с другими классами напряжения имеет напряжение 0,4 кВ 30489,81 км (что составляет 49,5%). Среди КЛ большую протяженность имеют КЛ напряжением 6-10-20 кВ - 1838,63 км (что составляет 57,4%).

В таблице 1.2 приведены данные об установленных мощностях трансформаторов понизительных подстанций (ПС) 6-500 кВ, входящих в состав ОАХК «Барки Точик» Республики Таджикистан [2,3,25].

Таблица 1.2 — Установленная мощность и количество трансформаторов ПС 6-500 кВ, входящих в состав ОАХК «Барки Точик» на 2015 г

Высшее номинальное напряжение ПС, кВ	6-10-20-35/0,4	35	110	220	500	Итого
Количество трансформаторов, шт	15363	225	173	27	3	15791
Мощность трансформаторов, МВА	4523,344	1824,41	4499,9	4874	3105	18826,654

Суммарная установленная мощность трансформаторов ПС 6-500 кВ в целом по республике составляет 18826,654 МВА. Из них большую долю составляет мощность ПС напряжением 220 кВ - 4874 МВА (25,88%); ПС напряжением 6-10-20-35/0,4 кВ - 4523,344 МВА (24,03%) и ПС напряжением 110 кВ - 4499,9 МВА (23,9%).

Потребление электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан. Можно сказать, что производство и потребление электроэнергии по республике в годовом разрезе имеет колебательный характер и зависит от длительности периодов маловодья и многоводья рек. Республика испытывает трудности в связи со значительной нехваткой электроэнергии в зимние месяцы

(ноябрь- февраль), дефицит электроэнергии в этот период, составляет 2- 4 млрд кВт·ч [28-30], что заставляет страну вводить ограничения на ее потребление. Введение лимита на потребление электроэнергии в некоторых районах страны начинается с октября и длится примерно до апреля. Население в этот период имеет доступ к электроэнергии в течение 3-7 часов в сутки по всем регионам, кроме столицы, где проживает около 10 % населения, и ГБАО. Электроэнергия, потребляемая населением, составляет 40 % от общего объема потребления [17].

На рисунке 1.5 приведена динамика потребления электроэнергии в Республике за период 1991-2016 гг. [3,4,25,26].

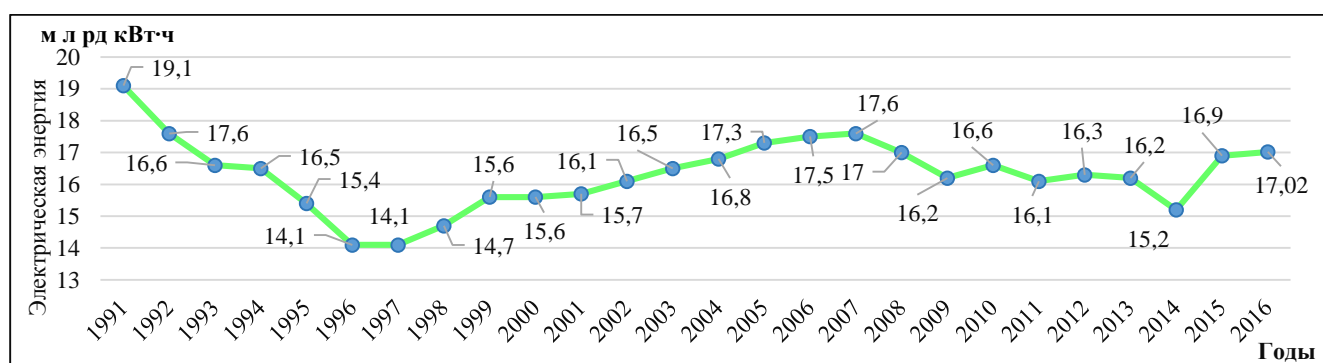


Рисунок 1.5. Динамика потребления электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан за период 1991- 2016 гг

Из диаграммы, представленной на рисунке 1.5 видно, что самое максимальное потребление электроэнергии за период 1991-2016 гг., было зафиксировано в 1991 году — 19,1 млрд кВт· ч. Самый низкий уровень электропотребления был в 1996-1997 гг. В 1996-1997 гг., снижение составило 8,6% по сравнению с 1995 годом. В дальнейшем наблюдался устойчивый рост потребления электроэнергии до 2007 года.

Структура потребления электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан. Структура потребления электроэнергии в основном определяется двумя факторам: общим уровнем развития и долей энергоемкости промышленности. Согласно [3], потребители электроэнергии в Республике Таджикистан классифицируются по группам:

1 группа — промышленные, непромышленные, сельскохозяйственные и приравненные к ним потребители.

2 группа — потребители бюджетной сферы, предприятия коммунального хозяйства, и электрифицированный транспорт.

3 группа — водопроводные насосы, насосные станции системы машинного орошения, скважины и мелиоративные насосные станции.

4 группа — население, населённые пункты и общежития.

На рисунке 1.6. приведена структура потребления электроэнергии по отраслям в Республике Таджикистан за период 2010-2015 гг. [3,25,31].

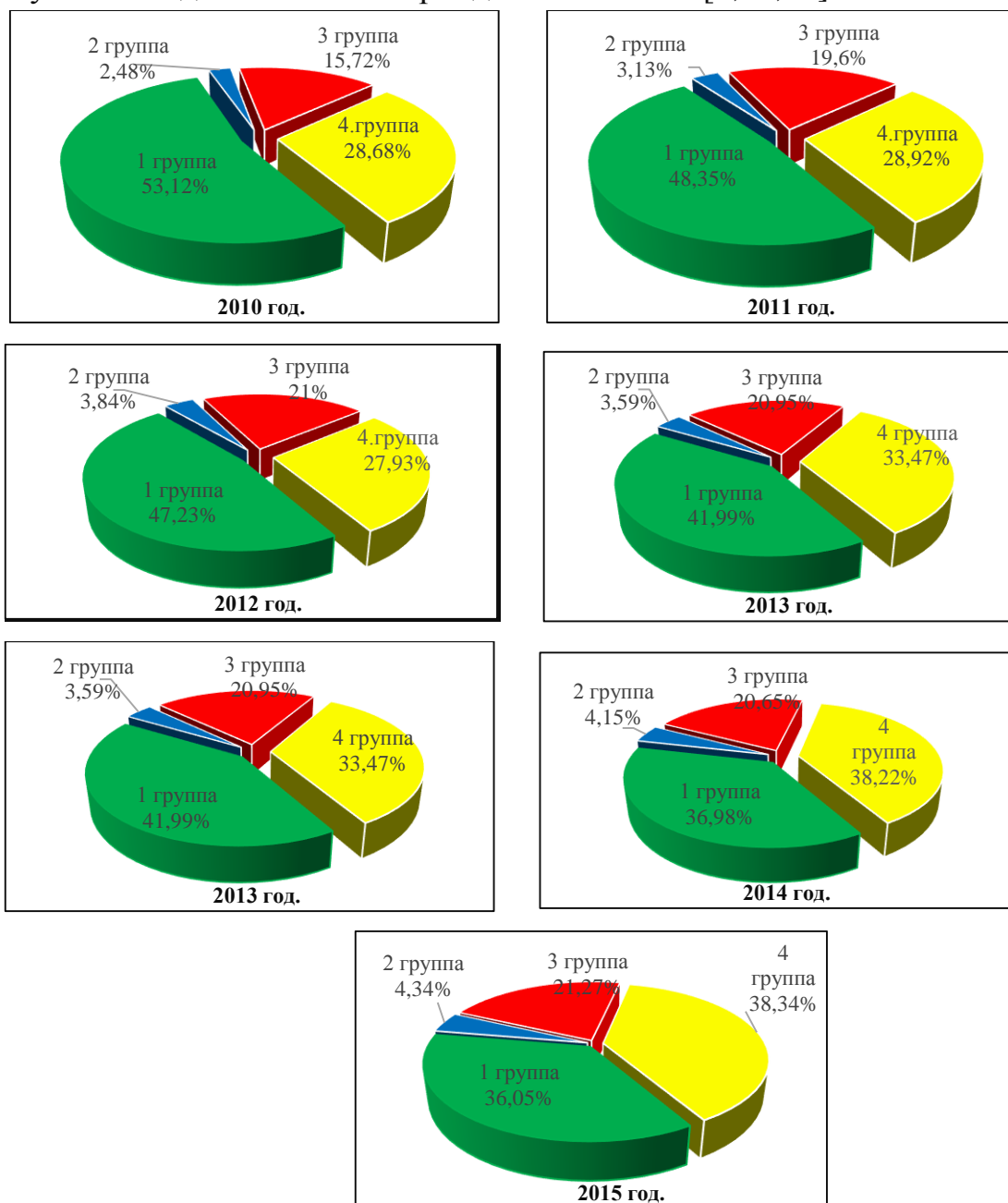


Рисунок.1.6. Структура потребления электроэнергии по отраслям в Республике Таджикистан за период 2010-2015 гг

Из рисунка 1.6 видно, что в 1-ой группе потребителей потребление за период 2010-2015 гг. снижается каждый год. В 2010 году оно составило 53,12% в 2015 году снизилось до 36,05 %. Это обуславливается тем, что в состав потребителей 1-ой группы входит местная алюминиевая компания ГУП «ТАЛКО» производительность которой сокращается с каждым годом [3].

Во 2-ой группе потребителей зафиксирован рост потребления электроэнергии за период с 2010 по 2015 год. В 2010 году на ее долю приходилось 2,48% от общего потребления, а в 2015 году это значение повысилось до 4,34 % от общего потребления. В первую очередь это связано с развитием в городах электрифицированного транспорта, который влияет на рост электропотребления в этой группе.

3-ая группа потребителей также демонстрирует рост потребления электроэнергии. Её доля в 2010 году составила 15,72%, а 2015 году увеличилась до 21,27%. Так как Республика Таджикистан является сельскохозяйственной страной, то в летние месяцы наблюдается рост потребления электроэнергии насосами для орошения.

Как было отмечено выше, к 4 группе потребителей относятся население (городское и сельское), населенные пункты, общежития.

К крупным городам Республики Таджикистан относятся следующие населенные пункты:

-столица Таджикистана - город Душанбе, расположенный в центре, с населением (802 700 чел.). [32];

- город Ходжент, расположенный на северном части Республики с населением (175 400 чел.) [33];

-город Курган-Тюбе расположенный в южном части Республики с населением (102 900 чел.). [34].

Основными потребителями электроэнергии в городах являются электроприемники жилых и общественных зданий, состав которых за последние двадцать пять лет после существенно изменился. Если раньше в основном использовались обычные лампы накаливания, нагревательные приборы и

двигатели с прямым пуском, то на сегодняшний день применяется большое количество электронной техники (компьютеры, телевизоры, частотно-регулируемые приводы и т.п.).

Необходимо отметить, что в этих городах была сооружена централизованная система теплоснабжения, построенная в советский период на основе теплоцентралей и котельных. Система централизованного теплоснабжения работала относительно удовлетворительно до 1990-х годов, пока Республика получала значительные объёмы природного газа и мазута из соседних советских республик (также использовался добываемый в стране уголь).

В настоящее время системы теплоснабжения очень изношены, например, в г. Душанбе работают лишь 18 из 181 водогрейных котлов [35]. Поэтому электроэнергия стала основным источником энергии для отопления помещений в хозяйствах подключенных к энергосетям.

Все это способствует росту потребления электроэнергии в 4-ой группе. Так в 2010 году потребление электроэнергии составило 28,68% от общего потребления Республики, а уже в 2015 году это значение равнялось 38,34%.

Энергетическая стратегия и реализуемые проекты в Республики Таджикистан. Энергетическая стратегия Республики Таджикистан направлена на достижение энергетической независимости страны и отражена во многих действующих программах и документах, в том числе;

Программа среднесрочного развития Республики Таджикистан на 2016-2020 годы, который действует от 28 декабря 2016 года [36], и имеет следующие основные приоритеты в области энергетики:

- диверсификация источников энергии, как за счет освоения имеющегося гидроэнергетического потенциала, так и сооружения ТЭС, использования энергии солнца, ветра и биомассы, реализация комплекса мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности национальной экономики;
- стимулирование превентивного устойчивого роста смежных отраслей и энергетической инфраструктуры;

- достижение позитивных количественных и качественных изменений в отечественной энергетике, что позволит обеспечить эффективное устойчивое развитие всех подсистем Топливо-энергетического комплекса, важнейшей составляющей которого будет не только природно-ресурсный, но человеческий и инновационный потенциалы;
- строительство и восстановление новых и существующих электрогенерирующих объектов, и электрических сетей, уменьшение потерь энергии и развитие регионального рынка реализации электроэнергии.

Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, [37,38], одной из ключевых целей которой является обеспечение энергетической безопасности и эффективное использование электроэнергии в Республике Таджикистан. В данной стратегии поставлена цель, трёхкратного увеличения энергетической мощности страны (с 17 до 45 млрд. кВт/ч), что даст мощный рывок для развития энергетического сектора республики [39].

На развитие топливно-энергетического комплекса ежегодно выделяется более 15% всего госбюджета страны или более 300 млн. долларов США [40].

Согласно [41], основным целям Республики Таджикистан в рамках инициативы ООН «Устойчивая энергия для всех»:

1. Доступ к энергии: Обеспечение круглогодичного надежного доступа к электроэнергии для 5,6 миллионов человек, проживающих в сельских районах Таджикистана.

2. Энергоэффективность: снижение энергетических потерь в электрических сетях до 10% и в тепловых сетях до 20%, а также повышение эффективности использования электроэнергии во всех секторах экономики, включая ирригационные системы и потребителей, как минимум на 20% от базового уровня.

3. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ): увеличение выработки электроэнергии с использованием ВИЭ на 20% от существующего уровня.

Для реализации этих целей необходимо:

1. Совершенствование нормативно-правовой базы и институциональной реформы энергетической отрасли, в том числе создание независимого регулирующего органа в секторе электроэнергетики;
2. Реформирование тарифной политики, обеспечение прозрачности принятия решения, вовлечение общественности, уязвимых слоев населения и других групп потребителей в процесс принятия решений;
3. Привлечение частных инвестиций и развитие рыночных отношений в энергетическом секторе;
4. Создание Национального Целевого Фонда поддержки ВИЭ и энергоэффективности;
5. Разработка долгосрочной программы и целенаправленной политики энергоэффективности во всех секторах экономики;
6. Развитие местной производственной и ремонтно-эксплуатационной базы, материалов и оборудования для энергетического сектора;
7. Региональное сотрудничество и кооперация в энергетическом секторе.

В Республике в области электроэнергетики, одной из главных целей которой является надежное функционирование электрических сетей и снижения потерь электроэнергии, в перспективе намечается строительство новых станций больших, средних и малых мощностей, строительство новых ЛЭП высокого напряжения (220- 500 кВ). Наиболее значимыми проектами развития в области электроэнергетики являются [3]:

- до 2019 года, за счет собственных средств и привлечения к участию международных финансовых институтов, будет реализован проект «Системы диспетчерского управления и сбора данных в главном центре диспетчерского управления»
- проект «Снижение потерь электроэнергии в Согде» (2015-2018 г.);
- Строительство ЛЭП -500 кВ в рамках проекта CASA -1000 (2016-2018 г.);
- Завершение строительства Рогунской ГЭС (мощностью 3600 МВт); Шурабской ГЭС (850 МВт); Зерафшанской ГЭС (160 МВт); ТЭЦ

Шуроб-1 (300 МВт); ТЭЦ Шуроб-2 (300 МВт); ТЭЦ Фон-Ягноб (500 МВт). (2015-2025г.).

Также в Таджикистане поддерживается развитие малой энергетики. Учитывая это, Правительство Республики Таджикистан приняло Постановление № 73 от 2 февраля 2009 года «Долгосрочная Программа строительства малых электростанций на период 2009-2020 годов». Согласно этой программе к 2020 году должно быть построено 189 малых ГЭС общей мощностью 103,6 МВт. Финансируется строительство этих объектов при содействии международных организаций (Азиатский банк развития, DB, GIZ, ПРООН и др.).

В Республике в настоящее время одним из успешных проектов считается проект «Снижение потерь электроэнергии в Согде». В процессе реализации этого необходимого проекта ОАХК «Барки Точик» были достигнуты хорошие результаты в плане прозрачного использования электроэнергии и сокращения ее потерь. Основной целью проекта «Снижение потерь электроэнергии в Согде», который реализуется при финансовой поддержке Европейского банка развития и реконструкции, Инвестиционного банка Европы и Европейской комиссии на общую сумму 35,8 миллиона долларов, является экономия электроэнергии, снижение технических и коммерческих потерь, урегулирование процесса оплаты использованной энергии, частичной реконструкции сетей, внедрение биллинговой системы регистрации, а также установка электронных счетчиков.

Проводится реконструкция части электрических сетей среднего напряжения. Ведется строительство подстанций «Вахдат-110/10 кВ» и «Темурмалик» 110/10 кВ и нескольких трансформаторных подстанций на территории Согдийской области [3].

Необходимо отметить, что подобный проект в системе ОАХК «Барки Точик» считается экспериментальным.

Республика Таджикистан является бенефициаром ряда региональных проектов по сотрудничеству в области энергетики. В рамках ЦАРЭС (Центрально-Азиатское региональное экономическое сотрудничество), разработан План инвестиций в энергетический сектор стран региона на 10 лет (2012-2022г.г.).

Таджикистану для реализации плана требуется привлечение внешних инвестиций в объеме 3,73 млрд. долларов США [3,40]. Партнёрами по проекту являются: Кыргызская Республика, Казахстан, Узбекистан и Афганистан. Приоритетными проектами на период до 2030 года, от своевременной реализации которых зависит энергетическая безопасность страны, является реабилитация генерирующих мощностей на Нурекской, Кайракумской и Сарбандской гидроэлектростанциях, а также завершение строительства Рогунской ГЭС и реализация проекта CASA-1000.

Проект CASA-1000 предусматривает региональную торговлю электроэнергией между Кыргызской Республикой, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном.

Цель проекта CASA-1000 заключается в организации экспорта имеющегося летнего излишка электроэнергии из Таджикистана и Кыргызской Республики в Пакистан и Афганистан. Проект CASA-1000 способствует налаживанию торговли электроэнергией в объеме примерно 1000-1300 МВт между двумя регионами [42]. Схема проекта CASA-1000 показана на рисунке 1.7.

Вся инфраструктура для выработки электроэнергии, необходимая для CASA-1000 уже имеется. В летний период в странах Центральной Азии имеется достаточно избыточной электроэнергии, чтобы обеспечить загрузку этих ЛЭП, даже без ввода новых генерирующих мощностей [43].

Учитывая график ввода в эксплуатацию новых ГЭС в Таджикистане, а также высокий спрос на электроэнергию в зимний период на внутреннем рынке страны, предполагается, что в течение первых лет реализации проекта «CASA-1000» (до запуска рассматриваемых ГЭС) будут наблюдаться лишь небольшие объемы избыточной энергии для экспорта в Пакистан и Афганистан, особенно в зимние месяцы. Однако после ввода в эксплуатацию указанных ГЭС энергии для экспорта будет достаточно [27].

Правительство Таджикистана активно работает над завершением строительства Рогунской ГЭС. Рогунская ГЭС с установленной мощностью 3600 МВт станет самой крупной станцией в Таджикистане, со среднегодовой выработкой электроэнергии 13,1

млрд. кВт·ч. Рогунский гидроэнергетический узел является наиболее крупным на р. Вахш, обеспечивающий наиболее эффективную работу всего каскада [3,39,40].

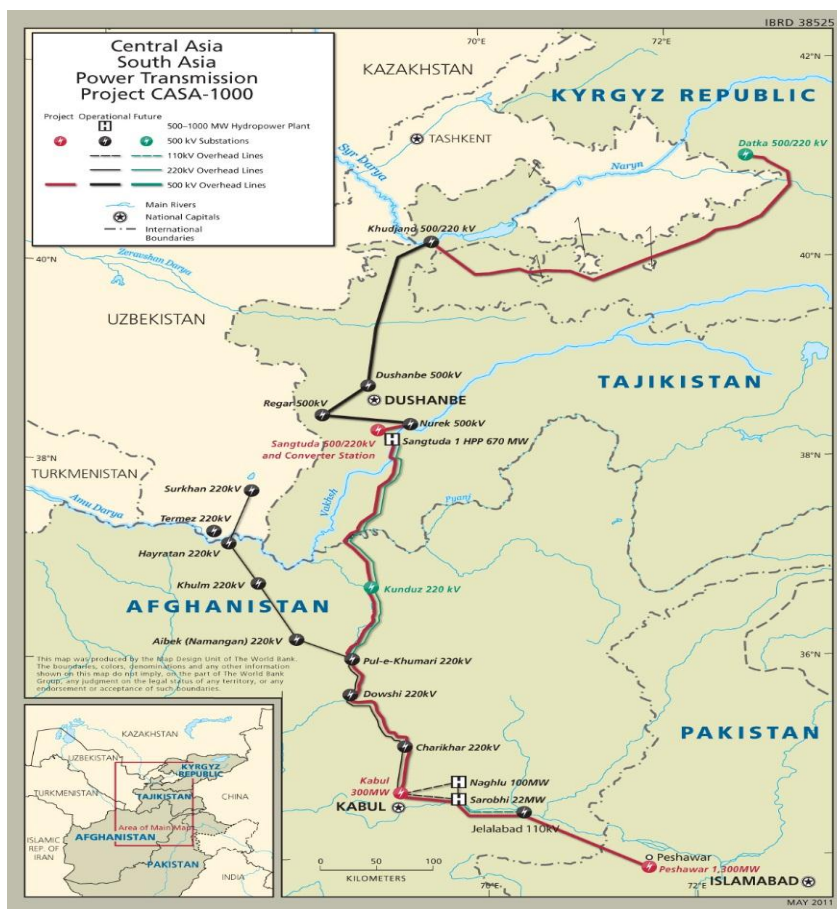


Рисунок 1.7. Схема проекта CASA-1000

1.2. Описание потенциала возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан

В настоящее время интерес многих развитых стран возрастает к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). В первую очередь, это даст возможность сделать вклад в решение проблемы глобального изменения климата; во-вторых, возможность увеличить в стране уровень самообеспеченности энергоносителями и диверсифицировать структуру топливно-энергетического баланса. Этот интерес уже дал положительных результат в мировой практике, показал экологические преимущества и постоянно развивающиеся технологии повышения экологической и энергетической безопасности. Учитывая эти результаты, Правительство Республики Таджикистан каждый год проявляет все больший интерес к развитию и внедрению ВИЭ в Таджикистане.

Республика Таджикистан, благодаря своему географическому расположению и природно- климатическим условиям, обладает огромным потенциалом для использования ВИЭ. Учитывая эти потенциалы, со стороны Правительство Таджикистана постановлением от 2 февраля 2007 года №41 была одобрена Программа использования возобновляемых источников энергии на 2007-2015 г.г.

Кроме этого в 2010 году был принят закон [13], согласно которому ВИЭ- это не относящиеся к ископаемым видам топлива источники постоянно существующих или периодически возникающих в окружающей среде потоков солнца, ветра, геотермальных вод, биомасс и рек. В соответствии [13] к ВИЭ относятся:

- солнечная энергия;
- ветровая энергия;
- энергия природных и искусственных водотоков и водоемов;
- геотермальная энергия;
- древесные отходы, биомасса в виде отходов промышленности, сельского и лесного, жилищно- коммунального хозяйств и бытовые отходы.

В соответствии [44] принято условно разделят ВИЭ на две группы:

-*традиционные*: гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия.

-*нетрадиционные*: солнечная и ветровая энергия, энергия морских волн, течений приливов и океана, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микро ГЭС, энергия биомассы, не используемая для получения тепла традиционными методами, низко потенциальная тепловая энергия и другие «новые» виды возобновляемой энергии.

Можно отметить, что эта классификация довольно условная и не играет большой практической роли, за исключением одного момента, в соответствии с ней, гидроэнергетика разделена на две разные категории и к ВИЭ отнесены ГЭС с мощностью менее 30 МВт.

Солнечные ресурсы Республики Таджикистан. Республика Таджикистан имеет благоприятные условия для использования солнечной энергии и считается одним из более подходящих регионов для применения солнечной энергии среди государств Центральной Азии.

Солнечная энергия, поступающая в течение года на территорию Республики Таджикистан, многократно повышает потребляемые объемы энергоресурсов. Это обстоятельство создаёт хорошие предпосылки для масштабного вовлечения ВИЭ в топливно-энергетический баланс страны в целях обеспечения устойчивого экологически безопасного развития энергетики страны.

Подробная информация об оценке потенциальных ресурсов солнечной энергии на территории Республики Таджикистан приведена в пункте 1.3.

Ветровые ресурсы Республики Таджикистан. В Республике Таджикистан сеть метеорологических наблюдений считается не развитой и не достаточно плотной [45]. Поэтому в республике до настоящего времени реальный потенциал энергии ветра остается практически не изученным.

Но несмотря на это, ученые и специалисты этой сферы проводят научные и экспериментальные работы для развития этой области. По их оценкам ветроэнергетический потенциал страны составляет 25-150 млрд. кВт·ч/год. [46,47].

По территории Таджикистана потенциал ветроэнергетики распределен не равномерно. В населенных пунктах Худжанд, Файзабад, Ховалинг, Бустанабад и на перевалах Шахристан, Анзоб и Хайдаробод наблюдаются среднегодовые скорости ветра 4.1-4.8 м/с. На леднике Федченко среднегодовая скорость составляет 6.0 м/с. В таких местах, как населенные пункты Шурабад, Дехауз, Санглок, перевал Чормагзак и озеро Каракуль среднегодовая скорость ветра равна 3.0-3.7 м/с. В таких районах как Мургаб, Рушан, Хорог, Ишкашим, Джиликуль, Вахш, Яван, Вахдат, Шахринау, Гарм, а также в Пенджикенте среднегодовая скорость ветра составляет 2.0-2.7 м/с. Годовой ход средней скорости ветра (разница между максимумом и минимумом среднесуточных скоростей) в большинстве регионов страны незначителен и варьируется в пределах от 0,9-4.8 м/с [47].

Минимальные тарифы на ветроэнергетику в мире не ниже 4 цент/ кВт·ч. В Таджикистане, согласно [48], тарифы на электроэнергию составляют – 0,1685 сомони = 1,8 цент/ кВт·ч. Поэтому экономически ветроэнергетика в данный момент в республике не может конкурировать с действующей гидроэнергетикой и солнечной генерацией.

Исходя из этого, в данный момент ветроэнергетика не может рассматриваться в Республике Таджикистан в качестве конкурентного ресурса промышленной энергетики. Но может быть востребована в первую очередь в социально- бытовой сфере. С учетом некоторой перспективы можно принять социально-экономический потенциал ветроэнергетики Таджикистана равным 50% от технического, то есть:

16,85 млрд. кВт·ч/год по выработке электроэнергии;

1926,35 МВт по мощности ВЭС.

Гидроэнергетические и водные ресурсы Республики Таджикистан. Республика Таджикистан благодаря своему географическому расположению, является обладателем большого гидроэнергетического потенциала. Гидроэнергетика, как в настоящее время, так и в ближайшем будущем, является основным энергетическим источником для ЭЭС Республики Таджикистан.

По общему потенциалу гидроэнергоресурсов, которые составляют 527 млрд кВт·ч/год, [4,18,19], республика занимает восьмое место в мире после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. [49].

Не смотря на это, их использование на сегодняшний день составляет всего 6-7%. При этом гидроэнергоресурсы распределены равномерно по территории страны. Что же касается удельных показателей, то по гидропотенциалу на душу населения (61,6 тыс кВт·ч год/чел) Таджикистан занимает второе место, а по потенциальным запасам гидроэнергоресурсов на один квадратный километр территории (3711,2 тыс кВт·ч год/ км²) - первое место в мире [17,50].

Мощные горные системы Таджикистана и их ответвления разделяют территорию республики на несколько гидрографических областей, формирующих

две главные речные системы- реки Сырдарью и Амударью. Гидрографическую сеть Таджикистана составляет более 25 тыс. рек, информация о которых приведена в таблице П.А.2.

В таблице П.А.3 приведено распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов Республики Таджикистан в зависимости от мощности рек [51].

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы стран Центральной Азии приведены в таблице П.А.4, где среди этих стран Республика Таджикистан занимает второе место. В настоящий момент и в перспективе, уникальность ресурсов гидроэнергетики Республики Таджикистана определяет базовую линию стратегии формирования энергетики государства.

Потенциальные ресурсы малой гидроэнергетики Таджикистана очень велики и во много раз превышают реальные потребности республики, даже с учетом отдаленной перспективы. Учитывая это, со стороны правительства Республики Таджикистан были приняты ряд законов, нормативных документов и постановлений (с программами краткосрочного, среднесрочного, и долгосрочного выполнения по организации и развитие малой гидроэнергетики и нетрадиционных ВИЭ), которые действуют на территории страны [13,15,16].

Согласно [16], энергия водотоков и водоемов может использоваться в целях получения:

-электрической энергии посредством применения микрогидроэлектростанций бесплотинного типа (деривационных, понтонных и свободнопоточных);

-электрической энергии посредством применения микрогидроэлектростанций и малых гидроэлектростанций с низконапорными плотинами (имеющихся на водохранилищах) и прудах или построенных специально);

В свою очередь согласно [13,16] принято считать:

- микро ГЭС, мощностью до 100 кВт;
- мини ГЭС, мощностью от 101 до 1000 кВт;
- малые ГЭС, мощностью от 1001 до 30000 кВт.

Использование гидропотенциала Таджикистана, включающего большие и малые реки создает хорошую основу для развития гидроэнергетики, особенно в горных регионах страны. Малые и мини ГЭС мощностью от 1 кВт до 30000 кВт могут быть сооружены привлечением местных трудовых ресурсов [46,52].

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек Средней Азии приведены в таблице П.А.5. [17,47,50,53,54]. Из таблицы П.А.5 видно, что на долю Республики Таджикистан приходится 51,4 % гидроэнергетических ресурсов малых рек Центральной Азии.

Согласно анализам экспертов [17,50,46] на притоках рек горных районов Республики Таджикистан есть возможность строительства более 900 МГЭС мощностью от 100 кВт до 3000 кВт. По предварительным экспертным оценкам потенциал малой гидроэнергетики в стране составляет 18 млрд. кВт·ч/год. [17,47].

Согласно расчетам, при использовании малых и средних рек в республике, можно получить 25-30 млн кВт с годовой выработкой электроэнергии порядка 100 млрд. кВт·ч/год. [45-47].

Таким образом, малая гидроэнергетика способна быть одним из прибыльных направлений для формирования энергетики республики. Государство имеет способность обеспечить свои отдаленные регионы электроэнергией примерно на 50- 70 %, а в некоторых случаях до 100% за счет малых рек.

Государство уделяет большое внимание для развития малой энергетики. Правительство ежегодно выделяет средства на это направление. Однако республика в настоящее время не в состоянии обеспечить полное финансирование развития малой гидроэнергетики. Поэтому согласно [55] за счет отечественных и иностранных инвесторов в период 2009-2020 гг. предусматривается строительство 189 МГЭС с общей мощностью 103,63 МВт с выработкой 800 млн кВт·ч электроэнергии в год [40].

Удельная стоимость МГЭС на 1 кВт установленной мощности в условиях Республики Таджикистан с учетом транспортировки и монтажных работ составляет 2000-3000 дол США. Срок окупаемости МГЭС составляет 3-8 лет [50,53].

При таких ценах в республике и регионе, практически любая МГЭС, даже построенная в самых сложных природных условиях и горных местах, эффективнее альтернативной, тепловой или другого вида электростанций.

Геотермальные ресурсы Республики Таджикистан. Согласно [13] геотермальная энергия может использоваться в целях получения:

- тепловой энергии с использованием в качестве теплоносителя геотермальной воды, геотермального пара или геотермального горячего газа;
- электрической энергии посредством применения турбин с использованием высокотемпературной геотермальной пароводяной смеси или среднепотенциального геотермального теплоносителя.

Оценка объемов вовлечения геотермальных ресурсов в топливно-энергетический баланс представляет собой достаточно сложную научно-техническую проблему. Ее решение сопряжено с необходимостью учета комплекса природных ресурсов (геологических, гидрогеологических, геотермических и т.д.). Не смотря на все эти сложности, при геологической разведке нефти, проводимой Геологическим институтом Таджикского филиала Академики Наук СССР в 1947-1949 годах, в Республике Таджикистан в окрестностях Ура-Тюбе (нынешний Истаравшан), были открыты источники геотермальной энергии.

До настоящего времени в Республики Таджикистан исследовано 5 гидрогеологических массивов, в которых насчитывается 35 геотермальных источника. Разведанные потенциальные геотермальные энергоресурсы Республики Таджикистан оцениваются в 1106 кВт·ч/год, и составляет 0,2% от данного потенциала государств Центральной Азии. В таблице П.А.6 приведены исходные данные некоторых геотермальных источников страны.

В стране большинство геотермальных источников применяются в лечебных целях. Как уточняют специалисты этой сферы, применение данного источника для отопления и горячего водоснабжения вблизи мест выхода воды, в частности ближайших населенных пунктов и курортных зон, является весьма эффективным. Однако почти 60 % этих источников имеет температуру ниже 50 °С при высокой минерализации. И это является препятствием для создания высокоэффективных

тепловых электростанций, за счет геотермальных источников в Республике Таджикистан. [56].

В работе [57] рассмотрена, эффективность использования геотермальных вод Республики Таджикистан в целях теплоснабжения.

В работе [58] рассмотрена эффективность получения электроэнергии с помощью источников геотермальной энергии в Республике Таджикистан и предполагается применение геотермальных электростанций (ГеоЭС) для совместной работы с действующими ГЭС.

Вышеперечисленные геотермальные источники в стране относятся к категории низкотемпературных, так как даже самые горячие геотермальные воды (например, в Теболае в окрестностях г.Куляб), не превышает 115 °С [56,58].

Исходя из этого можно сказать, что в республике есть перспективы дальнейшего геологического изучения гидрогеологических массивов и геотермальных источников.

Ресурсы биомассы Республики Таджикистан. Одной из базовых отраслей Республики Таджикистан является сельское хозяйство. Исходя из этого, в сельскохозяйственных районах для получения тепловой и электрической энергии использование биотоплива считается не только рентабельным, но и необходимым. Согласно анализам экспертов, использование актуально в домашнем хозяйстве для 75 % жителей страны. Применение биоэнергетических установок является, важным направлением для крупных животноводческих ферм и птицефабрик, где помимо производства энергии существует потребность в утилизации отходов.

Как утверждают местные специалисты, из всех известных способов получения биотоплива наиболее приемлемым и перспективным в условиях Таджикистана является способ получения биогаза путем анаэробного сбраживания жидких отходов животноводства.

Согласно [54,59,60] предварительный потенциал энергии биомассы в Республики Таджикистан составляет 2 млрд квт·ч/год.

В настоящем времени в стране функционируют около 35 фермерских хозяйств с численностью молочных животных более 400 голов в каждом. Для этого следует

внедрять технологию получения метана из отходов животноводства. Такого рода подход в сельской местности является весьма перспективным, поскольку там нет доступа к природному газу. В больших животноводческих комплексах существует возможность создания электростанций, работающих за счет биотоплива.

Правительство Республики поддерживает специалистов этой сферы, и уже делает первые шаги в области использования биотоплива для производства электро- и теплоэнергии. В стране уже функционирует биогазогенераторы с малой мощностью, разработанные Физико-техническим институтом Академии Наук Республики Таджикистан. В свою очередь согласно [59] при массовом использовании энергии биотоплива, можно добиться сокращения выбросов метана в количестве 5-8 тыс. тонн/год.

1.3. Оценка потенциала ресурсов солнечной энергии на территории Республики Таджикистан

В работе [61] рассмотрены проблемы и перспективы использования ВИЭ (в частности солнечной энергии) на территории Республики Таджикистан. Лавриненко изучал все аспекты солнечной энергии и предложил в своей работе возможности использования солнечной энергии в Таджикистане [62].

В работах [63-65] рассмотрено влияние распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии и коэффициента формы графика нагрузки в электрических сетях. В [66] были исследованы режимы работы магистральной распределительной сети с распределением солнечной генерации для оценки потерь мощности и качества электроэнергии. В работе [67] разработана методика управления генерацией солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях. В работе [68] была анализирувана влияния работы сетевых преобразователей солнечных электростанций на режим работы электрической сети 0,4 кВ с точки зрения электромагнитной совместимости.

Республика Таджикистан солнечная и горная страна, расположенная в Центрально Азиатском регионе. Территория республики составляет 143,1 тыс

км²[69]. Из этой территории 93 % занимают горы. Согласно [70] население Республики составляет 8,5512 млн человек, из которых 75 % живет в сельской местности [71].

Можно отметить, что промышленного использования потенциала солнечной энергии в Таджикистане нет, но благодаря своему географическому расположению и природно-климатическим условиям, республика считается одним из наиболее подходящих регионов для применения солнечной энергии.

Республика Таджикистан расположена между 36° 40' и 41° 05' северной широты, и вся территория находится в так называемом, «мировом солнечном поясе» (45 ° с.ш.-45 ° ю.ш.). Континентальный климат характеризуется значительными суточными и сезонными колебаниями воздуха, малым количеством осадков, сухостью воздуха, малой облачностью и продолжительностью солнечного сияния 2100-3166 часов в год, число солнечных дней достигает 280–330 дней в год [50,64,47,72,73].

В Республике Таджикистан общая длительность солнечного сияния по результатам измерений некоторых метеостанций, такова [62,50,54,73]:

- метеостанция «Дехавз» -2097 часов в год (в верховьях р.Зарафшана на высоте 2500 м);
- метеостанция «Ледник Федченко» -2116 часов в год (на высоте 4169 м);
- метеостанция «Пяндж» - 3029 часов в год (в южной части Республики);
- метеостанция «Каракуль» -3166 часов в год (в восточной части Республики в Памире).

Эти территории являются наиболее подходящими для использования солнечной энергии. По данным некоторых метеостанций республики, число дней без солнца приведена в таблице П.А.7. [61]. По оценкам специалистов интенсивность солнечной радиации в большинстве районов Республики Таджикистан достигает 1000 Вт/м², а годовая сумма солнечной радиации превышает 2000 кВт·ч/м². Среднее значение солнечного излучения может быть оценено величиной порядка 700-800 Вт/м². Можно отметить, что это в два раза больше, чем в средней полосе Европы, где использование солнечной энергии носит

самый широкий характер. При использовании доступной солнечной энергии в Республике Таджикистан, можно будет удовлетворить около 10- 20 % национального спроса на энергию. По предварительным оценкам, потенциал солнечной радиации в Республике Таджикистан составляет 25 млрд. кВт·ч/год [57,61,66].

60-80% потребностей населения республики в течение 10 месяцев могут быть обеспечены солнечной энергией. В пересчете на условное топливо, это составляет около 400 тысяч тонн условного топлива, что эквивалентно 460 млн. м³ газа или 528 тыс. тонна мазута [50]. По укрупненным параметрам показатели интенсивности прямой солнечной радиации оцениваются от 10,3 кВт·ч/м² (июнь-июль) до 5,9 кВт·ч/ м²(декабрь-январь) [72]. В таблице П.А.8 приведена суммарная месячная солнечная радиация в основных населенных пунктах Республики Таджикистан, Вт/м².

Количество часов солнечного сияния уменьшается в ограниченных долинах и в отвесных склонах. Весной по сопоставлению с горизонтальной поверхностью северные склоны крутизной 10° и 30° получают радиацию на 10-15 и 15-20 % меньше соответственно. В летний сезон приход суммарной радиации никак не отличается от прихода на горизонтальную плоскость. Теоретические параметры, солнечного излучения на горизонтальной площади в ясный день на средней широте Таджикистана (39°с.ш.) приведены в таблице П.А.9. [61].

Из таблицы П.А.9 сделаем вывод, что среднесуточное значение теоретического солнечного излучения для Таджикистана в ясный день равняется 228 Вт/м². Эти данные хорошо согласуются с непосредственными наблюдениями гидрометеостанций (таблица П.А.10).

Среднее значение мощности солнечного облучения в течение 12 месяцев, по данным таблицы П.А.10 равно 202,2 Вт/м². Так как было отмечено выше, что площадь Республики Таджикистан равна 143,1 тыс. км², при этом общая среднегодовая мощность ресурсов солнечной энергии равняется 28934820 МВт. Принимая во внимание то, что применение солнечной энергии действительно только лишь напрямую в регионах проживания жителей, а последние составляет

всего 7% территории Республики, общие потенциальные ресурсы солнечной энергии в стране будут составлять

$$28934820 \cdot 0,07 = 2025437,4 \text{ МВт}$$

Полученное значение мощности соответствует условию, что все дни в году являются солнечными. На самом деле, как отмечено ранее годовая продолжительность солнечного сияния на территории республики колеблется от 2100 до 3166 часов в году. Приняв, что общее количество солнечных дней в году составляет в порядке 280-330 дней (80-90%), получим общую потенциальную мощность солнечной энергии для Таджикистана:

$$2025437,4 \cdot 0,9 = 1822893,66 \text{ МВт}$$

Полное освоение данного теоретического потенциала возможно только при полном покрытии целой обжитой территории республики солнечными батареями со 100% к.п.д. С технической точки зрения, солнечные батареи возможно расположить только на небольшой территории. Считаем, что площадь таких батарей в расчете на одного жителя будет равняться 2 м^2 . Как было отмечено выше население Республики составляет 8,5512 млн человек. Принимая что, количество солнечных дней в республике равно 80- 90% в году, получим общую потенциальную мощность, солнечной энергии:

$$202,2 \text{ Вт/м}^2 \cdot 2 \text{ м}^2/\text{чел} \cdot 8,5512 \text{ млн. человек} \cdot 0,9 = 3122,3 \text{ МВт}$$

Надо учитывать, что при прямом преобразовании в электроэнергию, выходная мощность будет меньше. Приняв что, в солнечных батареях будут использованы кристаллы воспринимающие фотоны, имеющие расчетный КПД-16 %, или им подобные, получим, что технический потенциал солнечной энергии в республике равен:

$$3122,3 \cdot 0,16 = 499,568 \text{ МВт}$$

В текущем времени достаточно сложно оценить экономический потенциал солнечной энергии в Республике Таджикистан.

Солнечная энергия в стране не может конкурировать с гидроэнергией. Удельная стоимость строительства ГЭС в Таджикистане, порядка 1000 долл/кВт, тариф- 1,18 цент/ кВт·ч [48]. В тоже время, удельная стоимость солнечной ЭС, мощностью 1000 МВт, строящейся сегодня в Китае, в Ордоской степи с высокой солнечной радиацией равна 2500 долл/кВт, а планируемый тариф около 20 центов США за кВт·час [50].

В республике в осенне-зимнем периоде (ноябрь- февраль) 70% населения, проживающих в сельских районах, из-за дефицита электроэнергии, получают электроэнергию всего лишь несколько часов в сутки. В таких условиях в первую очередь потенциал солнечной энергии востребован будет именно в осенне- зимнем периоде (ноябрь- февраль).

Согласно выше приведённой таблице П.А.10 солнечная радиация в основных населенных пунктах республики составляет 36,5% от общего потока солнечной радиации. Из этого получим, что экономически целесообразный потенциал солнечной энергии в стране составляет:

$$499,568 \cdot 0,365 = 182,342 \text{ МВт}$$

Выше приведённый анализ относится к прямому преобразованию солнечной энергии в электрическую. Использование солнечной энергии для социального-бытового сектора большой интерес представляет для отопления и горячего водоснабжения.

В Республике Таджикистан помимо применения солнечной энергии в фотоэлектрических установках, также обладает большой перспективой технология преобразования солнечной энергии в тепловую. Производство подобных устройств возможно с использованием местных материалов и привлечением местных индустриальных компаний. Солнечные водонагревающие устройства широко могут применяться для получения горячей воды и тепла для горячего водоснабжения в жилых домах, домах отдыха, гостиницах, тепличных хозяйствах.

Международные туристические компании также регулярно выражают интерес к автономному электроснабжению с применением фотоэлектрических устройств

[74]. Таким образом, в Республике Таджикистан актуальной проблемой является покрытие дефицита тепловой и электроэнергии с использованием солнечной энергии.

ОАО «Системаавтоматика», занимающееся более 20 лет вопросами интеграции современных технологических решений на территории Республики Таджикистана, построены и сданы в эксплуатацию ряд солнечных электростанций, которые приведены в таблицы П.А.11. [75,76]. Из таблицы П.А.11 видно, что суммарная установленная мощность солнечных электростанций, построенных ОАО «Системаавтоматика» в республике составляет 545 кВт. В общем в районах и городах Республики Таджикистан существует более 60 солнечных электростанций (солнечные батареи и панели) мощностью более 1500 кВт. Среди установленных солнечных электростанций в республике, самые большие солнечные электростанции находятся в г. Душанбе от которых получают питание объекты здравоохранения Караболо и Роддом №1:

- солнечная электрическая станция мощностью 120 кВт, находящегося в Караболо;

- солнечная электрическая станция мощностью 40 кВт, находящегося в Роддом № 1.

Таким образом, в настоящее время подключение к электрическим сетям солнечных электростанций является одним из наиболее актуальных направлений для развития энергетики Республики Таджикистан, но остро встает вопрос влияния солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей, относительные потери электроэнергии и на конфигурацию графика нагрузки питающей энергосистемы.

Важность влияния распределенной генерации на эксплуатацию, устойчивость и управление энергосистемой признали уже в 1980-х годов [77]. В настоящее время, это направление продолжает быть актуальным в научных кругах, что подтверждается большим количеством публикаций как за рубежом [78-82], так и в России [83-86], и в Республики Таджикистан [47,57,61,62,73].

Подача солнечной генерации для регулирования напряжения инверторов, исследованы в работах [87-91]. В работе [92] рассмотрены влияние распределенной генерации на устойчивость работы сети. Влияние распределенных систем генерации на различные факторы, такие как потери мощности в линии, уровень напряжения и резонанс напряжений, были рассмотрены в ходе исследования [93]. В работах [47,73] были рассмотрены анализ и оценка ВИЭ с том числе солнечной энергии на территории Республики Таджикистан.

Авторы работ [94-98] в своих работах рассмотрели обеспечение регулирования напряжения в сети с соответствующей компенсацией реактивной мощности при интегрировании солнечной генерации в электрическую сеть. При том что стандарт IEEE P1547 [99] не позволял интегрировать реактивную мощность в электрических сетях, где подключены РГ.

Goriya Naik и Shriram в своих работах [100, 101] исследовали роль оптимального распределения солнечной генерации в распределительных сетях, с целью снижения потерь мощности и улучшения уровня напряжения. Moradi и Abedini в своей работе [102] предложили новый комбинированный генетический алгоритм для оптимального размещения распределенной генераций в распределительных сетях, с целью минимизации потери мощности и улучшения регулирования напряжения в электрических сетях. В работе [103] оптимизацией роевых частиц определено оптимальное размещение источников РГ разных типов в распределительных сетях.

В работе [104], на основе методики эволюционного программирования оптимизировали место размещения распределенной генераций. Rao и Ravindra в своей работе [105] представили новый метод, с использованием алгоритма поиска гармоник, для решения проблемы реконфигурации сети при наличии распределенной генерации, с целью минимизации потерь мощности и улучшения уровня напряжения в распределительных сетях. Авторы работы [106] предложили новый метод (с использованием алгоритма оптимизации модифицированного обучения), для определения оптимального размещения РГ в распределительных сетях, с целью минимизации потерь электроэнергии.

Влияние распределённой солнечной генерации рассматривалось в многочисленных публикациях, но ее влияние на относительные потери электроэнергии и на конфигурацию графика нагрузки питающей энергосистемы не проводились не в одной из выше перечисленных публикаций.

1.4. Технологический расход электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям Республики Таджикистан

В настоящее время уровень потерь электроэнергии и их ежегодный рост являются одним из наиболее актуальных вопросов энергетиков, как в Республике Таджикистан, так и в зарубежных странах мира. Как известно, уровень потерь электроэнергии в электрических сетях считается основным показателем эффективности и экономичности работы энергосистемы каждой страны.

Общие сведения о потерях электроэнергии. Производство, передача и распределения электроэнергии сопровождаются неизбежным использованием некоторой части выработанной энергии на осуществление этих процессов. Доля этой энергии характеризуется понятием «потери электроэнергии». Кроме того, в сфере электроэнергетики термины «потери мощности», «потери напряжения», прижились очень давно, поэтому, используя в дальнейшем термин «потери электроэнергии», необходимо осознавать, что не весь объем этих потерь является по своей физической природе потерями, а является ресурсом для выполнения работы по транспорту электроэнергии по электрическим сетям от электростанций к потребителям.

От величины потерь электроэнергии (ЭЭ) существенно зависят технико-экономические показатели электрической системы в целом, стоимость потерь ЭЭ включается в приведенные затраты и годовые эксплуатационные расходы на передачу ЭЭ. Существует определенное соотношение между стоимостью электрической сети и потерями ЭЭ в ней. Проектируемая электрическая сеть должна обеспечивать оптимальное соотношение между двумя этими показателями. Однако, в процессе эксплуатации потери энергии могут увеличиваться, ухудшая характеристику работы системы. Таким образом, конечной целью расчетов и

анализа потерь является их снижение с помощью экономически целесообразных мероприятий [107-113]. При эксплуатации ЭЭС широкое распространение получило понятие фактических (отчетных) потерь [108,111,112].

Фактические (отчетные) потери электроэнергии — определяют, как разность ЭЭ, поступившей в сеть (отпущенной в сеть), и отпущенной из сети (полезного отпуска), определяемая по данным системы учета электроэнергии. Структура фактических потерь показана на рисунок 1.8.



Рисунок 1.8. Структура фактических потерь электроэнергии

Три первые составляющие представленной укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи ЭЭ по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска.

Коммерческие потери представляют собой результат воздействия «человеческого фактора» и включают: хищения ЭЭ, полную или частичную неоплату потребленной энергии и т.д.

Составляющие укрупненной структуры фактических потерь имеют свою более детальную структуру которая приведена на рисунок 1.9 [107,108,114,115].

Технологические потери электроэнергии — включают в себя технические потери и потери, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии.

Технические потери электроэнергии состоят из условно- постоянных и нагрузочных потерь.



Рисунок 1.9. Детальная структура отчетных потерь электроэнергии

Нагрузочные (переменные) потери — потери на нагрев в продольных сопротивлениях схем замещения элементов сети, зависящие от величины, передаваемой по ним нагрузки. К ним относят потери в линиях электропередачи ВЛ и КЛ и шинопроводах, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах. Потери в заградителях высокочастотной связи (ВЧ-связи), соединительных проводах и шинах распределительных устройств подстанций, трансформаторах тока по своей природе также является нагрузочными. Но потери

в этих элементах из-за их малости и особенностей существующей практики расчета по усредненным значениям включают в состав условно- постоянных потерь.

Условно-постоянные потери — часть технических потерь в элементах электрических сетей (в поперечных ветвях схем замещения), не зависящая от передаваемой по элементам сети мощности с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций (СН ПС).

Три составляющие условно- постоянных потерь отнесены к *климатическим*, т.е. потерям, зависящим от погодных условий. В зависимости от температуры окружающей среды изменяется электропотребление, а, следовательно, меняются величины токов в ветвях и напряжений в узлах электрических сетей, что приводит к изменению потерь. Наиболее ярко сезонная зависимость выражена у нагрузочных потерь и расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций: в летний период они принимают минимальные значения, в зимний период — максимальные. Вместе с тем на климатические потери в первую очередь влияет не температура окружающей среды, а вид погоды.

Потери, обусловленные погрешностью системы учета, определяются в зависимости от погрешностей трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), счетчиков и потерь напряжения в соединительных проводах.

Предоставленная на рисунке 1.9 структура является полной для всех составляющих технологических потерь. Она неполна лишь для *коммерческих потерь*, для которых не указаны конкретные составляющие. Эти потери представляют собой плохо формулируемую часть отчетных потерь, так как определяется в основном социально- экономическими и организационными факторами. В настоящее время существует достаточно много составляющих коммерческих потерь, но нет уверенности, что известен их исчерпывающий список. С учетом определения коммерческих потерь как разницы между фактическими и технологическими потерями можно предложить следующую структуру коммерческих потерь в зависимости от причин их возникновения:

- 1) потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной энергии;

- 2) потери, обусловленные занижением отпуска электроэнергии потребителями из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии;
- 3) потери, обусловленные погрешностью расчета технических потерь.

Фактические потери электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан. В целом по республике в 2016 году уровень относительных фактических потерь (рисунок 1.10) [2,7,116,117], равнялся 16,07 % (при плановых 15,59 %), а среди городских и районных электрических сетей высокий уровень потерь электроэнергии наблюдался в: ОАО «Пенджикентские гор.ЭС»: фактические- 20,9% (плановые-20,8%), ОАО «Кулбясские ЭС»: фактические- 18,6% (плановые- 18,4%), «Раштские ЭС»: фактические- 18,2% (плановые- 18,1%), и ОАО «Душанбинские гор. ЭС»: фактические- 17,9% (плановые- 17,7%).

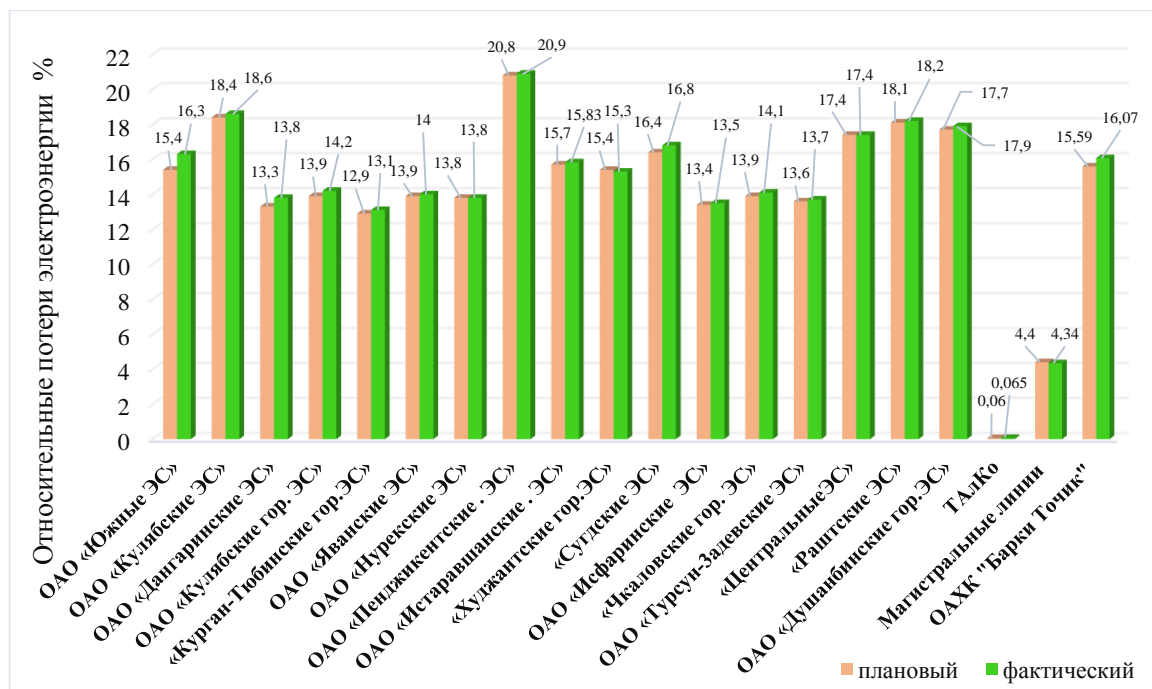


Рисунок 1.10. Потери электроэнергии (плановые и фактические) при её транспортировке по электрическим сетям 0,4-500 кВ Республики Таджикистан за 2016 год

До 1991 года Республика Таджикистан входила в состав СССР и доля потерь электроэнергии по всем республикам СССР за период 1971-1987 гг. в среднем составляла 9,13% [118]. Минимальные относительные потери наблюдались в сетях Литовской и Эстонской ССР (5,94 и 7,94 % соответственно), максимальные – в сетях Закавказских республик (порядка 13-15%).

Динамика относительных и абсолютных потерь электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан за период 2010-2015 годов приведена на рисунке 1.11 [3,26,119]. Из рисунка 1.6 видно, что потребление электроэнергии в 1 группе, в состав которой входят промышленные потребители в 2015 г. по отношению к 2010 годам уменьшилось на 17,07%.

Потребление в 4- группе, в состав которой входят население, населенные пункты и общежития, наоборот, за этот период увеличилось 9,66 %. Исходя из этого, можно сказать, что загруженность сетей высокого напряжения с малыми удельными потерями, питающими 1- группу потребителей снизилась, а в сетей низкого напряжения с большими удельными потерями, по которым получает питание 4-группа, наоборот, увеличилась, что привело к росту суммарных потерь электроэнергии в последние годы.

Проведенный анализ балансов ОАХК «Барки Точик», показал, что в магистральных линиях 110-500 кВ технологический расход электроэнергии в 2016 году составил 738 млн кВт·ч, что составляет 4,33% от 17 025 млрд. кВт·ч вырабатываемой электроэнергии [120].

На рисунке 1.12 приведены динамика составляющих относительных технологических расходов электроэнергии в электрических сетях 35-500 кВ Республики Таджикистан за период 2010-2015 годах [3].

В таблице 1.3 приведены нагрузочные и условно-постоянные потери электроэнергии в электрических сетях 35-500 кВ (ОАХК) «Барки Точик» и по отдельным предприятиям электрических сетей [2,5].

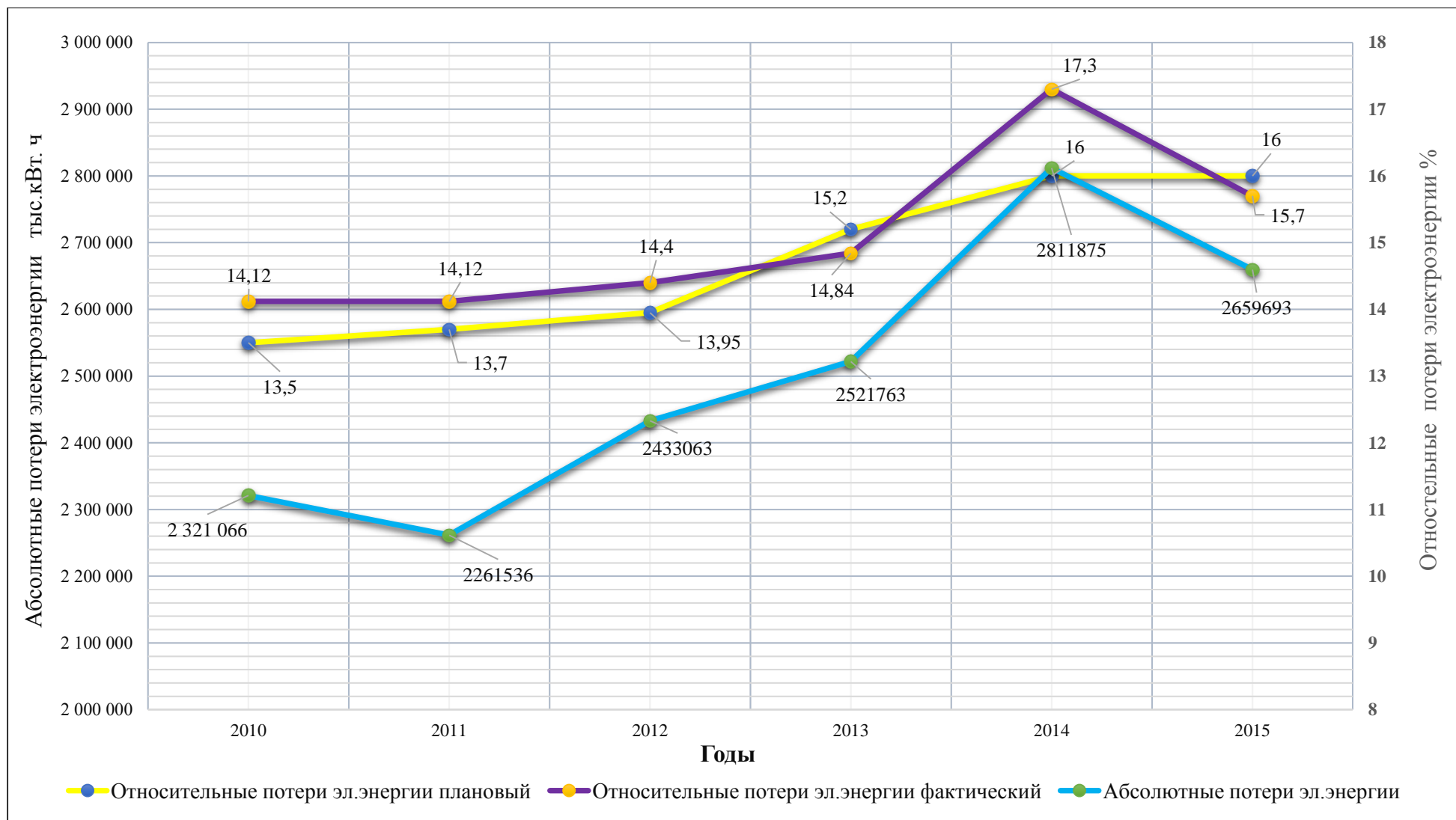


Рисунок 1.11 Динамика потерь электроэнергии (относительные, абсолютные) в электрических сетях Республики Таджикистан за период 2010-2015 гг

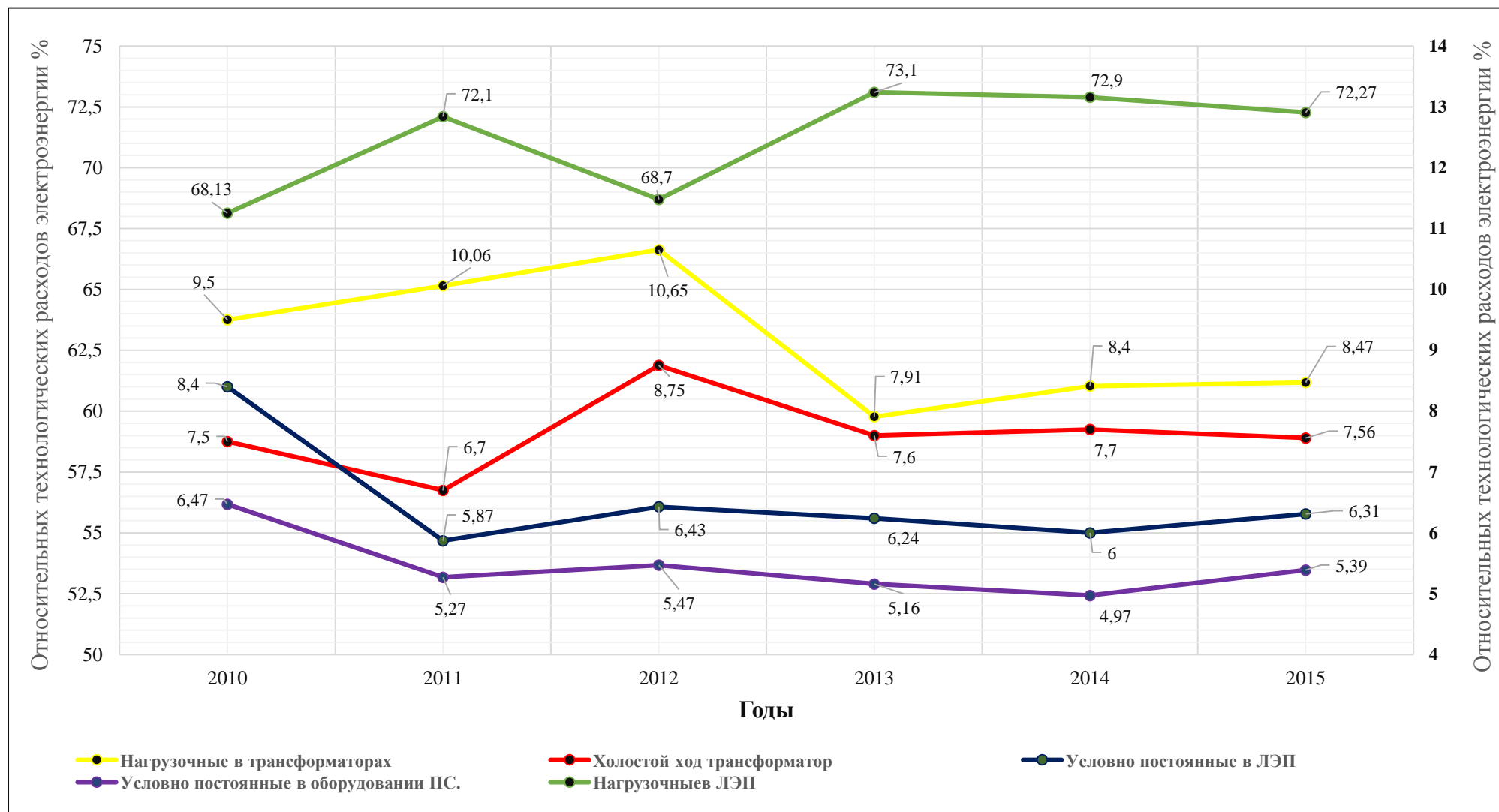


Рисунок 1.12. Динамика составляющих относительных технологических расходов электроэнергии электрических сетях 35-500 кВ Республики Таджикистан за период 2010-2015 гг

Таблица 1.3 — Технические потери электроэнергии в электрических сетях 35-500 кВ (ОАХ) «Барки Точик»

Наименование электрических сетей.	Передача электроэнергии млн кВт*ч	Технические потери, млн кВт*ч										Всего	
		Нагрузочные				Условно- постоянные							
		ЛЭП	%	Трансформаторы	%	Климатические	%	Холостой ход трансформатора	%	Расход СН ПС	%		
ОАО «Южные ЭС»	1164	29,13	48,47	8,6	14,3	3,66	6,09	12	23,8	6,71	11,2	60,1	5,16
ОАО «Кулябские ЭС»	487	17,08	56,33	4,73	15,6	1,32	4,35	4,85	16	2,34	7,72	30,32	6,23
ОАО «Дангаринские ЭС»	106	0,62	27,43	0,84	37,2	0,09	3,98	0,46	20,4	0,25	11,1	2,26	2,13
ОАО «Кулябские гор. ЭС»	314	2,1	57,22	1,04	28,3	0,05	1,36	0,4	10,9	0,08	2,18	3,67	1,17
ОАО «Яванские ЭС»	313	3,8	58,1	0,8	12,2	0,14	2,14	1,53	23,4	0,27	4,13	6,54	2,09
ОАО «Пенджикентские гор. ЭС»	405	37,76	85,22	1,18	2,66	0,57	1,29	2,41	5,44	2,39	5,39	44,31	10,9
ОАО «Истаравшанские гор. ЭС»	1019	29,4	56,8	4,75	9,18	2,52	4,87	9,25	17,9	5,84	11,3	51,76	5,08
ОАО «Худжандские гор.ЭС»	596	1,31	34,293	1,15	30,1	0,02	0,52	1,07	28,01	0,27	7,068	3,82	0,641
ОАО «Сугд ЭС»	1576	62,9	66,47	5,18	5,47	4,88	5,16	12,5	13,2	9,17	9,69	94,63	6
ОАО «Исфаринские гор. ЭС»	247	3,52	45,36	1,05	13,5	0,4	5,15	1,65	21,3	1,14	3,14	7,76	3,14
ОАО «Чкаловские гор.ЭС»	122	0,2	9,524	1	47,6			0,67	31,9	0,23	11	2,1	1,72
ОАО «Турсун-Задевские гор.ЭС»	225	3,3	75,17	0,52	11,8	0,02	0,46	0,48	10,9	0,07	1,59	4,39	1,95
ОАО «ЦентральныеЭС»	1161	19,04	49,38	5,8	15	1,35	3,5	8,08	21	4,29	11,1	38,56	3,32
ОАО «Нурекские ЭС»	115	0,95	37,25	0,57	22,4	0,05	1,96	0,84	32,9	0,14	5,49	2,55	2,22
ОАО «"Раштские ЭС»	216	9,33	68,6	0,8	5,88	0,7	5,15	1,66	12,2	1,11	8,16	13,6	6,3
ОАО «Душанбинские гор.ЭС»	3086	33,67	48,8	21,01	30,4	0,58	0,84	9,04	13,1	4,7	6,81	69	2,24
ТАЛКо	3015	1,81	100									1,81	0,06
Афганистан	1778	71,34	97,66			1,71	2,34					73,05	4,11
Магистральные линии	17208	567,48	80,808	37,71	5,37	55,53	7,91	19,19	2,733	22,35	3,183	702,26	4,081
Система	17208	821,59	72,11	96,73	8,49	73,59	6,45	86,08	7,55	61,35	5,38	1139,34	6,62

В большинстве стран высокий уровень потерь электроэнергии наблюдается в распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ. Свидетельство этого можно увидеть на рисунке 1.13: относительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ Республики Таджикистан превосходят 10%. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают уровня 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики транспорта электроэнергии по сетям [1].

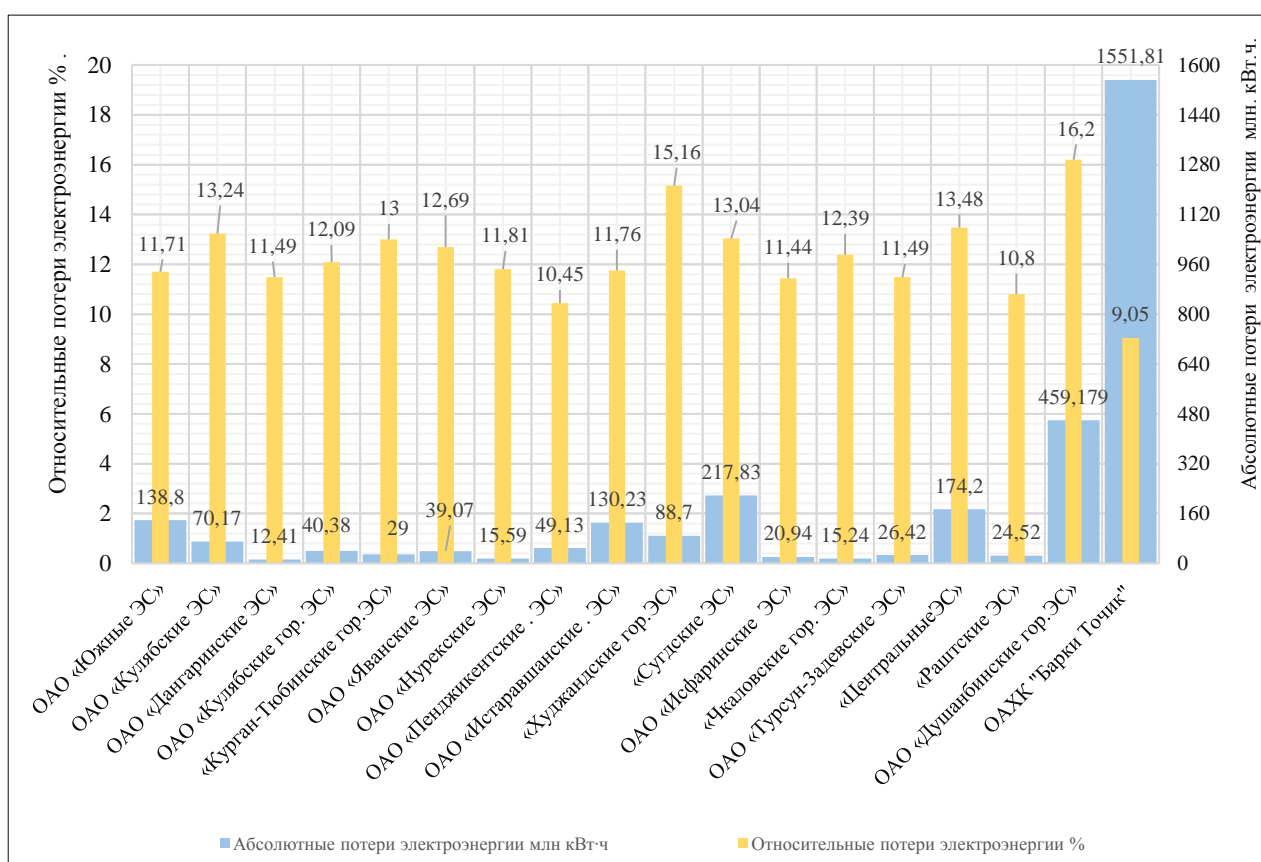


Рисунок 1.13. Потери электроэнергии (абсолютные и относительные) при её транспортировке по распределительным электрическим сетям 6-10/0,4 кВ Республики Таджикистан за 2016 год [2,116,117].

Фактическая величина потерь электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан в настоящее время существенно превышает 10 %.

Согласно [121-124] в зарубежных развитых странах, уровень относительных потерь в распределительных сетях 6,10,0,4 кВ составляет от 3-5 %. Но как следует

из рисунок 1.13 в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ в целом по Республике Таджикистан в 2016 году уровень относительных потерь составила 9,05 % (абсолютные потерь -1551,81 млн кВт·ч).

Среди городских и районных распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ высокий уровень потерь электроэнергии наблюдается в ОАО «Курган-Тюбинские гор. ЭС» относительная – 13 % (абсолютные -29 млн кВт·ч), ОАО «Кулябские ЭС» относительная – 13,24 % (абсолютные -70,17 млн кВт·ч), ОАО «Центральные ЭС» относительная – 13,48 % (абсолютные -174,2 млн кВт·ч), ОАО «Худжандские ЭС» относительная – 15,16 % (абсолютные -88,7млн кВт·ч), и ОАО «Душанбинские гор. ЭС» относительная – 16,2 % (абсолютные -459,179 млн кВт·ч).

Высокий уровень потерь электроэнергии вызван: изношенностью электрических сетей; неоптимальными режимами их работы; недостатком регулирующих средств; отсутствием или неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности; высокой неравномерностью графиков электрических нагрузок; неэффективностью систем учета электроэнергии; отсутствием нормативно-правовых актов, программ направленных на снижение потерь электроэнергии, потери электроэнергии не рассчитываются; на основе показаний системы учёта собираются только значения фактических (отчетных) потерь электроэнергии; очаги потерь не выявляются; модель энергосистемы для расчета и анализа потерь электроэнергии отсутствует.

В энергетической системе Республики Таджикистан, как было показано в п.1.1 наблюдается нехватка электроэнергии в осенне-зимней период. Эту проблему можно решать в том числе путем сокращения потерь электроэнергии и повышения рационального использования электрической энергии. Поэтому каждый год ОАХК «Барки Точик», несмотря на финансовые и технические трудности, готовит план мероприятий по снижению технологического расхода электроэнергии в электрических сетях [3].

В 2016 году в качестве одной из приоритетных задач в ОАХК «Барки Точик», было уменьшение потерь электроэнергии.

В 2016 году в электрических сетях ОАХК «Барки Точик», для снижения технологического расхода и повышения качества электроэнергии проводились следующие работы в рамках проекта «Снижение потерь электроэнергии в Согде»: «Внедрение билинговой системы регистрации, а также установление и соединение электронных счетчиков в городе Худжанд и на его территории» и «Частичная реконструкция электрических сетей Худжанда и его территорий».

Несмотря на то, что данный проект еще не завершен, он уже показал первые результаты. В частности, в электрических сетях Худжанда за первые 6 месяцев 2017 года по сравнению с аналогичным периодом 2015 года (до начала реализации проекта) объем сбора средств увеличился от 94 % до 101,4%. Уровень потерь электроэнергии снизился с 18,4% до 12,8% [3].

В 2016 году в ОАХК «Барки Точик», также были выполнены следующие работы [120].

- 63 силовых трансформаторов напряжением 35,110,220 кВ и 940 силовых трансформаторов напряжением 6-10/0,4 кВ были отключены в режиме малой загрузки;
- 22,43 км загруженных кабелей 0,4-10 кВ заменены на кабели с большими сечениями;
- 286,4 км загруженных проводов ВЛ 0,4-10 кВ заменены на провода с большими сечениями;
- нагрузка 2383 трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ была перераспределена;
- 15 незагруженных трансформаторов 6-10/0,4 кВ заменены на трансформаторы меньшей мощности;
- были установлены 71 штук новых трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ;
- с целью уменьшения нагрузки ЛЭП 0,4-10 кВ были сданы в эксплуатацию 58,3 км новых ЛЭП;
- 106 загруженных трансформаторов 6-10/0,4 кВ поменяли на трансформаторы с большими номинальными мощностями.

Несмотря на вышеупомянутые проекты и ряд реализуемых мероприятий для снижения технологических расходов электроэнергии до сих пор во многих городских и районных электрических сетях республики уровень относительных потерь электроэнергии остается на уровне выше максимального 10% [116,125-128].

Исходя из того, что среди городских и районных электрических сетей Республики Таджикистан ОАО «Душанбинские гор. ЭС» является самым большим предприятием (поступление электроэнергии за 2016 год составило 2,860 млрд кВт·ч или 16,8 % от поступления электроэнергии по всей республике [2]), обусловило выбор одного из объектов исследования – высоковольтные городские электрические сети г. Душанбе Республики Таджикистан.

В распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ ОАО «Душанбинские гор. ЭС» в 2016 году доля абсолютных потерь электроэнергии составила 459,179 млн кВт·ч (рисунок 1.13), что составляет 29,58 % от суммарных потерь (1551,81 млн кВт·ч) в целом по республике. При этом уровень относительных потерь в ОАО «Душанбинские гор. ЭС» также самый высокий в республике. Поэтому в качестве второго объекта исследования выбраны распределительные электрические сети 6-10/0,4 кВ города Душанбе Республики Таджикистан.

Согласно [120,129], городские распределительные электрические сети 6-10/0,4 кВ г. Душанбе имеют большую протяженность: ВЛЭП 0,4-6-10 кВ- 1244,596 км, КЛЭП 0,4-6-10 кВ 1674,219 км и более 1600 ТП-6-10/0,4 кВ. Поэтому будет моделироваться не вся распределительная сеть, а участки распределительной сети двух подстанций, Лучоб 110/10 кВ и Вахдат 110/6 кВ, по которым получают питание объекты здравоохранения с подключенной солнечной генерацией.

Выводы по первой главе

1. При исследовании современного состояния электроэнергетики Республики Таджикистан выявлено, что:

- а) существует острый дефицит электроэнергии (около 2-4 млрд кВт·ч) в зимний период, связанны с уменьшением стока воды в реках, что заставляет страну вводить ограничение на её потребление;

б) основные источники энергии расположены в южной части страны, а крупные потребители- в центральной и северной.

2. Оценка потенциала ресурсов возобновляемых источников энергии показала, что на территории Республики Таджикистан наиболее эффективно использовать огромный потенциал солнечной энергии, в том числе и для уменьшения дефицита электроэнергии в зимний период.

3. В ходе анализа технологического расхода электроэнергии (потерь электроэнергии) при её транспорте по электрическим сетям Республики Таджикистан выявлено, что уровень относительных фактических потерь электроэнергии (по состоянию на 2016 г – 16,1%) существенно превышает порог в 10%, который считается максимально допустимым с точки зрения физики передачи электроэнергии по электрическим сетям. При этом в четырех из 17 предприятиях электрических сетей фактические потери превышают 17,5%.

4. Обнаружена взаимосвязь роста потерь электроэнергии в последние годы и изменения уменьшения структуры нагрузки: доля нагрузки потребителей 1 группы, в которую входят промышленные предприятия, ежегодно уменьшается, а доля нагрузки потребителей 4 группы, в которую входит население увеличивается.

5. Предположено, что высокий уровень потерь электроэнергии, кроме общеизвестных причин, может быть вызван отсутствием системного расчета и анализа потерь электроэнергии как по отдельным предприятиям электрических сетей и классам напряжения, так и в целом по Республике Таджикистан, что не позволяет выявлять “очаги потерь” и эффективно внедрять мероприятия по их снижению.

6. Обоснована актуальность и поставлены цели и задачи исследования.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Методы расчета потерь электроэнергии

Согласно [114,115,118], в зависимости от времени выполнения расчетов потерь электроэнергии различают три вида расчетов (рисунок 2.1), каждый из которых преследует свои цели:

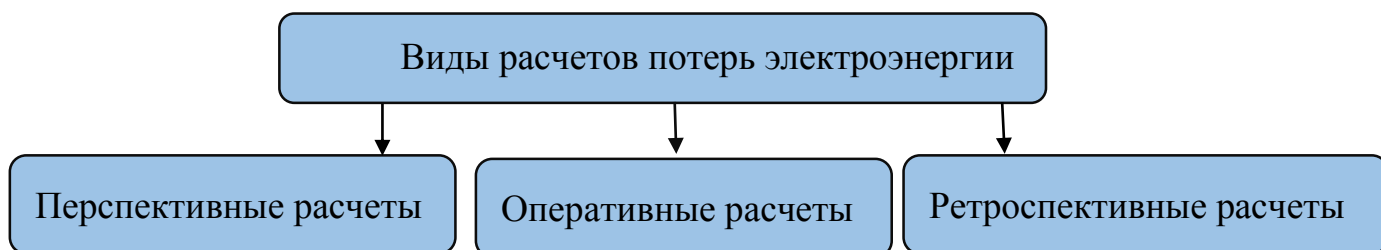


Рисунок 2.1. Виды расчетов потерь в зависимости от времени их выполнения

1.) Перспективные расчеты (оценка ожидаемых потерь в будущем):

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на следующие годы;
- оценки ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь;
- сравнения вариантов реконструкции электрических сетей.

2). Оперативные расчеты (за текущие интервалы времени):

- контроля за текущими значениями потерь и их изменением во времени;
- оперативная корректировка режима и схемы электрической сети с целью минимизации потерь электроэнергии;
- составление балансов мощности по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям с целью контроля за соблюдением лимитов по мощности;
- определение ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;
- формирование базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

3). Ретроспективные расчеты выполняют для (за прошедшие интервалы времени):

- определение структуры потерь электроэнергии по группам элементов электрической сети;
- выявление элементов (групп элементов) с повышенными потерями электроэнергии и разработка мероприятий по их снижению;
- определение фактической эффективности внедренных мероприятий по снижению потерь;
- составление балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям, и разработка мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;
- определение технико-экономических показателей энергосистемы;
- проведение финансовых расчетов с потребителями и другими энергосистемами за потери электроэнергии в линиях и трансформаторах, не учитываемые счетчиками;
- оценка коммерческих потерь.

Классификация методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии приведена на рисунок 2.2.

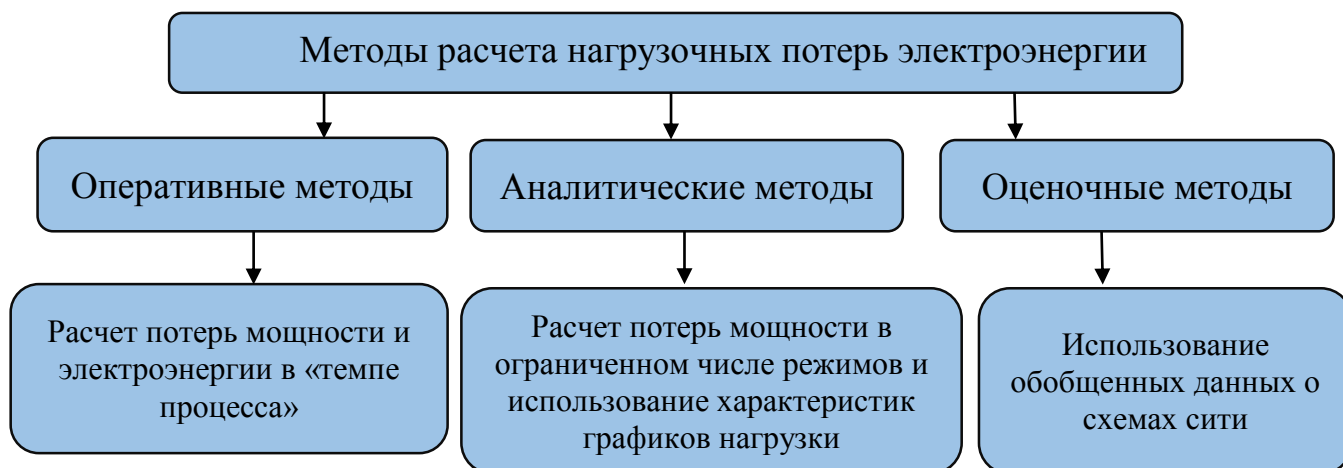


Рисунок 2.2. Классификация методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные потери электроэнергии за период времени T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из следующих пяти методов в зависимости от объема

имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета) [115].

- 1) *оперативных расчетов;*
- 2) *расчетных суток;*
- 3) *средних нагрузок;*
- 4) *числа часов наибольших потерь мощности;*
- 5) *оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.*

Метод 1, как следует из его названия, относится к методам оперативного расчета потерь, методы 2 — 4 — к аналитическим и метод 5 — к оценочным. (рисунок 2.2.)

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1—4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с известными законами электротехники

Метод оперативных расчетов

Потери электроэнергии по методам 2-4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчетный период определяют, как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

Методы оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяются для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,38 кВ.

Метод оперативных расчетов состоит в определении нагрузочных потерь электроэнергии в каждом элементе сети как суммы потерь активной мощности в установившихся режимах на некотором промежутке времени. Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в сети за расчетный период определяют по выражению:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{i=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}, \quad (2.1)$$

где n — число часов элементов сети; Δt_{ij} — интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; m — число интервалов времени.

В методе расчетных суток расчет потерь проводят за расчетные (контрольные) сутки месяца, для которых известна конфигурация графиков нагрузки в узлах сети, и определяют по выражению:

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} \cdot k_{\phi.м}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{mj}, \quad (2.2)$$

где $k_{л}$ — коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ (поддерживающие зажимы, гасители вибрации, дистанционные распорки) и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений; k_{ϕ}^2 — коэффициент формы графика нагрузки за период; $\Delta W_{сут} D_{mj}$ — представляет собой эквивалентное число суток в j -м расчетном месяце, за которые потери, рассчитанные за средние сутки месяца, будут равны сумме потерь, рассчитанных за каждые сутки месяца по фактическим суточным графикам нагрузки.

Метод средних нагрузок. Выражение для расчета потерь электроэнергии этим методом запишется так:

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} \cdot k_{к} \cdot \Delta P_{ср} \cdot T_j \cdot k_{\phi}^2, \quad (2.3)$$

где $k_{к}$ — коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети, и в формуле принимается равным 0,99; $\Delta P_{ср}$ — потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; T_j — расчетный интервал.

Метод числа часов наибольших потерь мощности. По аналогии с методом средних нагрузок расчет потерь электроэнергии данным методом осуществляют по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} \cdot k_{к} \cdot \Delta P_{нб} \cdot T_j \cdot \tau_0, \quad (2.4)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ — потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; интервал нагрузках узлов; T_j — расчетный интервал; τ_0 — относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; коэффициент k_k в данной формуле принимается равным 1,03.

Для использования выше перечисленных формул, используются следующие коэффициенты (интегрирующие множители) [107,108,112,115]:

- время потерь мощности (годовое) τ_0 ;

$$\tau_0 = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N, \quad (2.5)$$

В свою очередь;

- суточное относительное число часов наибольших потерь мощности τ_c ;

$$\tau_c = \sum \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{(i) P_{\text{нб}}^2 \cdot T}, \quad (2.6)$$

где; P_i — нагрузка за время Δt , $P_{\text{нб}}$ — наибольшая нагрузка в день T — время периода,

-коэффициент учитывающий неодинаковость потребления в рабочие и нерабочие дни расчетного месяца τ_m ;

$$\tau_m = \frac{D_p + K_w^2 \cdot D_{\text{нр}}}{D_m}, \quad (2.7)$$

где; D_p , $D_{\text{нр}}$ — число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{\text{нр}}$);

K_w — отношение значений электроэнергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий день,

$$K_w = \frac{W_{\text{нр}}}{W_p}, \quad (2.8)$$

$W_{\text{нр}}$, W_p , — потребляемые энергии в средний нерабочий и средний рабочий дни.

-коэффициент учитывающий неодинаковость потребления в различные месяцы расчетного периода (период год) τ_N ;

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} \frac{W_{m,i}^2}{N_j \cdot W_{m,p}^2}, \quad (2.9)$$

где; $W_{m,i}$ — отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{m,p}$ — отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце; N_j — число месяцев в j -м расчетном интервале.

- коэффициент заполнения графика нагрузки K_3 ;

$$K_3 = \frac{W}{P_{нб} \cdot T} = \frac{P_{ср} \cdot T}{P_{нб} \cdot T} = \frac{P_{ср}}{P_{нб}}, \quad (2.10)$$

где; W — переданная электроэнергия через элемент за время T , $P_{нб}$ — наибольшая нагрузка, $P_{ср}$ —средняя нагрузка,

В свою очередь:

- средняя нагрузка:

$$P_{ср} = \frac{W}{T}, \quad (2.11)$$

где W —переданная энергия за время T .

- коэффициент формы за расчетный интервал, (равный одному месяцу) K^2_{ϕ}

$$K^2_{\phi} = K^2_{\phi.c} \cdot K^2_{\phi.m}, \quad (2.12)$$

- коэффициент формы за расчетный интервал, (равный один год) K^2_{ϕ}

$$K^2_{\phi} = K^2_{\phi.c} \cdot K^2_{\phi.m} \cdot K^2_{\phi.N}, \quad (2.13)$$

В свою очередь:

-коэффициент формы суточного графика нагрузки в день контрольных замеров $K^2_{\phi.c}$:

$$K^2_{\phi.c} = \frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{ср}^2 \cdot T}, \quad (2.14)$$

где P_i^2 —значения нагрузка за время Δt ; $P_{ср}$ —средняя нагрузка в день контрольных замеров; T — интервал времени.

- коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть за месяц (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров) $K^2_{\phi.m}$:

$$K^2_{\phi.m} = \frac{(D_p + K_w^2 \cdot D_{нр}) \cdot D_m}{(D_p + K_w \cdot D_{нр})^2}, \quad (2.15)$$

где; D_p , $D_{нр}$, — число рабочих и нерабочих дней в месяце; ($D_m = D_p + D_{нр}$)

K_w — отношение значений электроэнергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий день,

- коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале) $K^2_{\phi.N}$;

$$K^2_{\phi.N} = \sum_{i=1}^{N_j} \frac{W^2_{mi}}{N_j \cdot W^2_{cp.мес}}, \quad (2.16)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала;

$W_{cp.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за год (месяцы расчетного интервала); N_j – число месяцев в j -м расчетном интервале.

- коэффициент формы графика нагрузки K^2_{ϕ} , определяемый по коэффициенту заполнения графика нагрузки K_3

$$K^2_{\phi} = \frac{1+2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (2.17)$$

где K_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки.

- коэффициент неравномерности графика нагрузки α :

$$\alpha = \frac{P_{нм}}{P_{нб}}, \quad (2.18)$$

где $P_{нб}$ – наибольшая нагрузка; $P_{нм}$ – наименьшая нагрузка.

В связи с особенностями объема и характеристик исходных данных о схемах и режимах электрических сетей различных классов напряжения и возможностями применения методов, расчет потерь рекомендуется подразделять на пять групп [108,114,118]:

- транзитные электрические сети напряжением 220 кВ и выше (межсистемные связи), через которые осуществляется обмен мощностью между энергосистемами;
- замкнутые электрические сети 110 кВ и выше, не участвующие в обмене мощностью между энергосистемами;
- разомкнутые электрические сети напряжением 35 — 150 кВ;
- электрические сети напряжением 6 — 20 кВ;
- электрические сети напряжением 380 В.

В действующей методике по расчету потерь [109] не даны ограничения по использованию того или иного метода расчета потерь. Получается, что для определения потерь электроэнергии в системообразующих сетях можно использовать метод наибольших потерь, что не допустимо из-за большой погрешности этого метода.

Метод оперативных расчетов принимается в основном для расчета нагрузочных потерь в замкнутых электрических сетях 220 кВ и элементах за каждый час суток. При наличии необходимого объема информации этим методом рекомендуется рассчитывать потери и в сетях более низких классов напряжений.

Метод расчетных суток применяется главным образом для расчета нагрузочных потерь в замкнутых сетях напряжением 220 кВ и выше при отсутствии исходных данных, необходимых для проведения расчетов методом оперативных расчетов. При наличии необходимой информации данный метод рекомендуется для использования в сетях более низких классов напряжения.

Метод средних нагрузок широко используется для расчета потерь электроэнергии в разомкнутых сетях 110 кВ и ниже.

Метод числа часов наибольших потерь мощности для расчета потерь применять не рекомендуется, если есть исходные данные, позволяющие рассчитать потери любым из вышеописанных методов.

Оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для сетей напряжением 0,38 кВ, которые требуют минимального объема исходных данных и позволяют получать вполне приемлемый результат.

2.2. Моделирование высоковольтных городских электрических сетей г. Душанбе Республики Таджикистан для анализа и оценки потерь электроэнергии

Модель для анализа и оценки потерь электроэнергии в высоковольтных (110-35 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе формируются на основе однолинейной электрической схемы подстанций 110/35 кВ города Душанбе [3,129]. Во время проведения практики в организации ОАХК «Барки Точик» и натурных измерений в электрических сетях г. Душанбе, синхронно осуществлялся сбор информации по параметрам системы и параметрам режимов работы моделируемого объекта.

Однолинейная электрическая схема подстанций 110/35 кВ городских электрических сетей г. Душанбе (с пронумерованными основными и

промежуточными узлами) представлена на рисунке 2.3. На основе этой схемы разработана математическая модель для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях г.Душанбе.

При использовании [130-133] математической модели отдельных элементов (трансформатор, линия электропередачи) создается математическая модель исследуемого объекта для оценки и анализа потерь электроэнергии. Математическая модель рисунок 2.4 подготовлена для расчета потерь электроэнергии в программе РАП-ОС-ст в соответствии [134]. В качестве балансирующего узла выбран узел под номером 20- подстанции Новая-220/110/10 кВ. Перечень узлов и веток разрабатываемой модели представлены в таблицах П.Б.1 и П.Б.2.

Для анализа и оценки потерь электроэнергии в высоковольтных (110/35 кВ) городских электрических сетях г. Душанбе следует произвести расчет установившихся режимов (УР), затем расчет потерь электроэнергии.

В современном мире расчеты УР и потерь электроэнергии для реальных схем электрических сетей «ручными способами» (без использования специального программного обеспечения) практически не ведутся (даже для небольших сетей) из-за большого объема расчетов и множества учитываемых факторов.

Одним из наиболее распространенных сертифицированных промышленных программных комплексов по расчету УР и потерь является комплекс РАП-стандарт (РАП-ст), предназначенный для расчета УР и всех составляющих детальной структуры технологических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях согласно приказу № 326 [115].

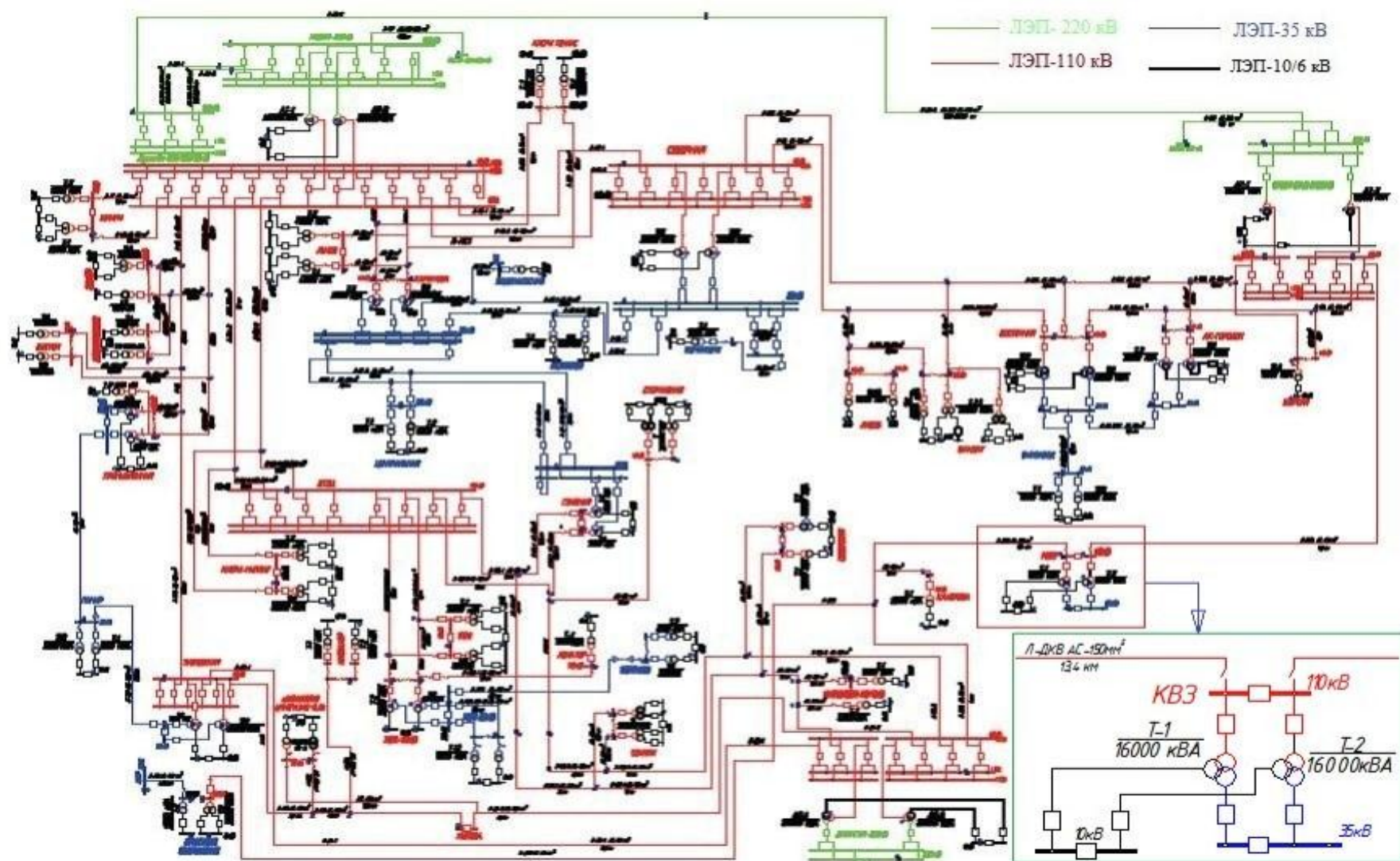


Рисунок 2.3. Однолинейная электрическая схема подстанций 110/35 кВ городских электрических сетей г.

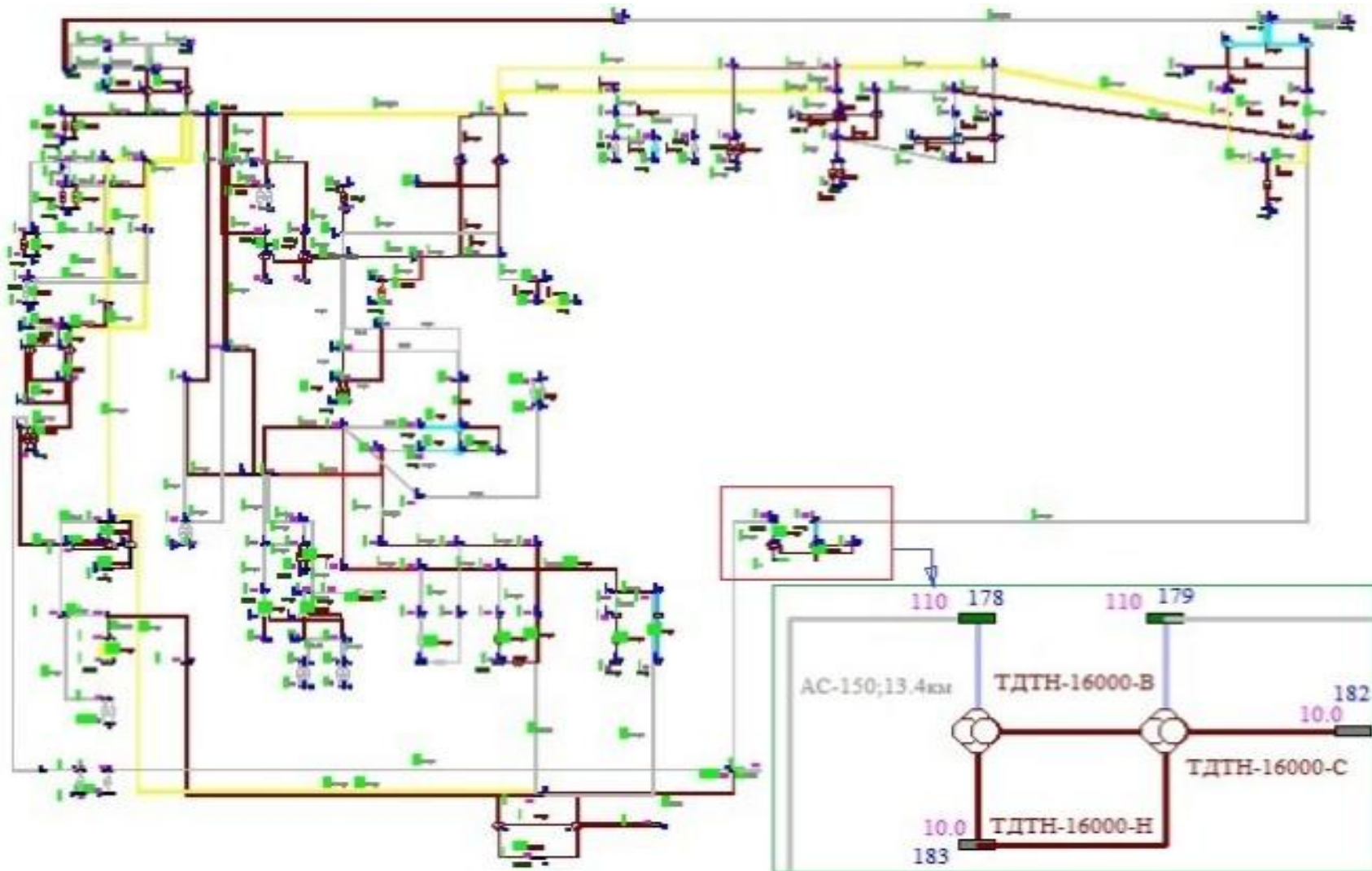


Рисунок 2.4. Математическая модель высоковольтных городских электрических сетей г. Душанбе для расчета потерь электроэнергии в программе РАП-ОС-ст

Комплекс РАП-ст включает в себя пять автономных программ: РАП-ОС-ст, РАП-110-ст, РАП-10-ст, РОСП-ст, РАПУ –ст. В нашем случае расчет УР и потерь электроэнергии в высоковольтных (35,110 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе выполняется с помощью программы РАП-ОС-ст. [134]. В данной программе расчет режима производится методом Ньютона со стартовым алгоритмом метода Зейделя (для оценки начального приближения [134,135]).

Сущность такого подхода заключается в том, что метод Зейделя медленно сходится по сравнению с методом Ньютона, но не чувствителен к начальным приближениям. Метод Ньютона быстро сходится, однако он чувствителен к начальным приближениям [132,136].

Схемы электрических сетей могут иметь как замкнутые, так и разомкнутые участки. Программа определяет суммарные потери электроэнергии, классифицируя их по уровням напряжения, по группам элементов (линии, трансформаторы), по структуре потерь (нагрузочные, холостого хода на корону).

В зависимости от имеющейся информации о нагрузках узлов расчеты потерь электроэнергии в программе РАП-ОС-ст могут быть выполнены тремя методами:

- 1) по максимальным нагрузкам (метод наибольших потерь);
- 2) по значениям электроэнергии, потребленной (генерированной) в узлах за расчетный период (метод средних нагрузок);
- 3) по значениям электроэнергии и суточным графикам нагрузки узлов, полученным на основе контрольных замеров (метод расчетных суток).

Исходные данные для моделирование.

Как было отмечено выше во время проведения практики в организации ОАХК «Барки Точик» и натурных измерений в электрических сетях г. Душанбе, синхронно осуществлялся сбор информации по параметрам системы и параметрам режимов работы и исходные данные о нагрузках узлов моделируемого объекта. К ним относятся:

1. Однолинейная электрическая схема подстанций 110/35 кВ городских электрических сетей г. Душанбе. (рисунок.2.3);

2. Максимальные нагрузки по результатам зимних контрольных замеров за 2015 год. (таблица П.Б.3);
3. Сведения о параметрах (активном, реактивном сопротивлениях проводимости), оборудования (линии электропередачи (ЛЭП), трансформаторах,) (таблица П.Б.4, и таблица П.Б.5);
4. Исходные данные для расчета потерь электроэнергии на корону (таблица П.Б.6.).

Исходя из объема имеющихся исходных данных о нагрузках узлов (максимальные нагрузки по результатам зимних контрольных замеров за 2015 год. таблица П.Б.3) было принято, что потери электроэнергии в программе РАП-ОС-ст будут рассчитываться одним из выше приведенных методов- методом наибольших потерь. Для использования метода наибольших потерь были вычислены следующие коэффициенты (интегрирующие множители) [75,107,108,111,112,118,119,135]:

Используя формулу (2.6), определяем суточное относительное число часов наибольших потерь мощности τ_c :

$$\tau_c = \sum \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{(i) P_{нб}^2 \cdot T} = \frac{525775,403^2 \cdot 24}{552064,173^2 \cdot 24} = 0,9$$

где P_i -нагрузка за время Δt , в гор сеть Душанбе в день контрольных замеров.) ($P_i=525775,403$ кВт); $P_{нб}$ -наибольшая нагрузка в день контрольных замеров в гор сеть. Душанбе.); ($P_{нб}=552064,173$ кВт); T -время периода $T=24$ час. [3,129].

Используя формулу (2.8), определяем отношение значений электроэнергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий день K_w :

$$K_w = \frac{W_{нр}}{W_p} = \frac{50474438,7}{340702461} = 0,148$$

($W_{нр}=50474438,7$ кВт·ч, $W_p=340702461$ кВт·ч- потребляемые энергии в средний нерабочий и рабочий дни в гор.сеть Душанбе за месяц январь). [2,129].

По выражению (2.7), определяем коэффициент учитывающий неодинаковость потребления в рабочие и нерабочие дни расчетного месяца январь τ_m ;

$$\tau_m = \frac{D_p + K_w^2 \cdot D_{нр}}{D_m} = \frac{27 + 0,148^2 \cdot 4}{31} = 0,87$$

где; $D_p=27$, $D_{np},4$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{np} = 27 + 4 = 31$ дней)

По выражению (2.9), определим коэффициент учитывающий неодинаковость потребления в различные месяцы расчетного периода (2015 год) τ_N ;

$$\tau_N = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} \frac{W_{m,i}^2}{N_j \cdot W_{m,p}^2}}{12 \cdot 391176900^2} = \frac{391176900^2 + 326415950^2 + 259271030^2 + 314763263^2 + 171136308^2 + 164715418^2 + 181051420^2 + 214248070^2 + 167359936^2 + 213293150^2 + 310900470^2 + 370143020^2}{12 \cdot 391176900^2} = 0,472$$

где; $W_{m,i}$ - отпуск электроэнергии в гор сеть Душанбе за i -й месяц 2015 года;

$W_{m,p}$ - отпуск электроэнергии в гор сеть Душанбе в расчетном месяце январь 2015 года;

N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

Используя формулу (2.5), определим время потерь мощности (годовое) за 2015 год τ_o :

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N = 0,9 \cdot 0,87 \cdot 0,472 = 0,37$$

Используя выражение (2.10), определяем коэффициент заполнения графика нагрузки K_z ;

$$K_z = \frac{W}{P_{нб} \cdot T} = \frac{3085474935}{552064,173 \cdot 8760} = 0,63$$

где W - переданная электроэнергия через элемент за время T , ($W=3085474935$ кВт·ч, в гор сеть Душанбе за 2015 год), ($T=8760$ часов); $P_{нб}$ - наибольшая нагрузка, ($P_{нб}=552064,173$ кВт в гор сеть Душанбе за 2015 год) [2,129].

Согласно [137] среднемесячная температура воздуха в г. Душанбе за 2015 года согласно составляет 16,5 °С.

Алгоритм построения модели и расчёта потерь электроэнергии в высоковольтных (110-35 кВ) городских электрических сетях г. Душанбе приведен на рисунке П.Б.1. В таблице 2.1. приведены результаты расчета потерь электроэнергии после моделирования в программе РАП-ОС-ст.

Сопоставим расчетное значение потерь электроэнергии в ОАО «Душанбинские городские электрические сети» после моделирования с фактическими потерями электроэнергии в электрических сетях 35–110 кВ за 2015 год, которые составляют 69 млн. кВт·ч или 2,23 % [2].

Таблица 2.1 — Результаты расчета потерь электроэнергии после моделирования в программе РАП-ОС-ст

Наименование электрической сети	Уном, кВ	Потери электроэнергии, млн кВт·ч/%									
		Нагрузочные				Условно - постоянные				Всего	
		ЛЭП	%	Трансформаторы	%	Холостой хода Трансформаторов	%	На корону	%		
ОАО «Душанбинские гор.ЭС»	35	1,930	45,9	0,952	22,64	1,323	31,46	-		4,205	100
	110	45,015	75,46	3,238	5,43	11,094	18,6	0,306	0,51	59,653	100
	Σ	46,945	73,52	4,19	6,56	12,417	19,44	0,306	0,48	63,858	100

Как видно из таблицы 2.1, значение потерь электроэнергии после моделирования составило 63,858 млн. кВт·ч (2,07% от 3086 млн кВт·ч отпуска электроэнергии за 2015 года в гор сеть. Душанбе) [129]. Таким образом, разница между расчетными и фактическими потерями составляет 5,14 млн. кВт·ч или 0,16 % от отпуска электроэнергии.

В первую очередь полученная разница в результатах объясняется практически отсутствием технического учета электроэнергии и в большинстве случаев неудовлетворительным состоянием системы учета потребления электроэнергии.

Как следствие в расчетах не учтен расход на собственные нужды, потери в прочем оборудовании подстанций, потери, обусловленные погрешностью системы учета электроэнергии, которые учтены в фактических потерях электроэнергии.

Таким образом, полученное значение технических потерь электроэнергии на основе разработанной расчетной модели высоковольтных городских электрических сетей г. Душанбе сопоставимо с фактическими потерями, что позволяет сделать заключение о положительном результате верификации разработанной математической модели.

2.3. Моделирование городских распределительных электрических сетей 6-10,0,4 кВ г. Душанбе (Республика Таджикистан) для анализа и оценки технических потерь электроэнергии

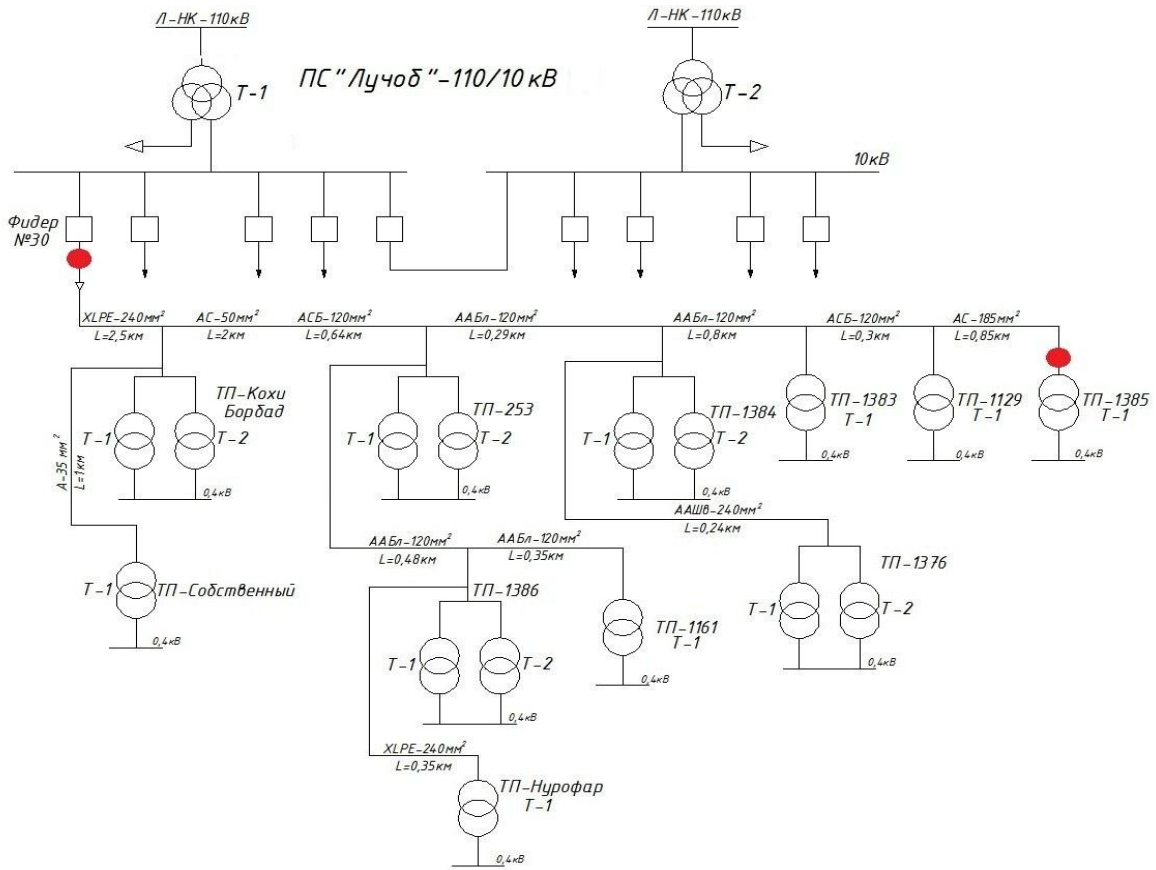
Электрические схемы городской распределительной электрической сети 6-10,0,4 кВ г. Душанбе двух исследуемых объектов: - фидера № 30 подстанции Лучоб 110/10 кВ, и фидера №35 подстанции Вахдат 110/6 кВ представлены на рисунке 2.5. с указанием мест установки специализированных средств измерения параметров электрической энергии (Таблица 2.2.)

Для этих электрических схем разработаны математические модели двух объектов для анализа технических потерь электроэнергии в городских распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ г. Душанбе.

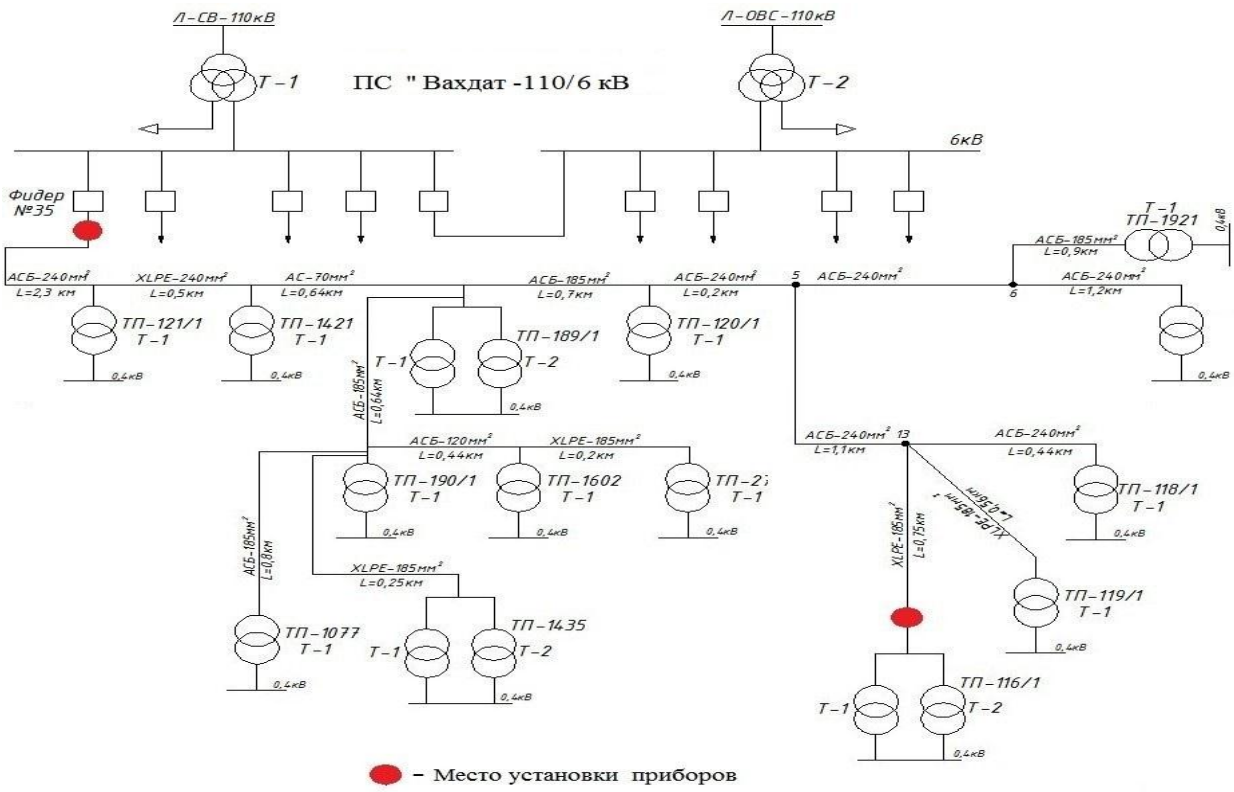
Математическая модель исследуемых объектов создается на основе математической модели отдельных её элементов (трансформатор, линия электропередачи) [130-132]. В соответствии [134], подготовлены математические модели двух объектов (рисунок.2.6), для расчета потерь электроэнергии в программе РАП-10-ст. Перечень участков фидеров для двух исследуемых объектов приведены в таблицах П.Б.7 и П.Б.8.

Таблица 2.2 — Данные по приборам, измеряющим параметры электрической энергии в исследуемых объектах

Дата проведения измерений	Название объекта	Количество точек	№ прибора	U _п , кВ	Диспетчерское название присоединения
01.07.16 г - 31.07.16 г	Фидер №30 ПС «Лучоб» 110/10 кВ	1	Ресурс UF2M 13003351 №6	10	Ввод 10 кВ ПС «Лучоб», фидер №30
		2	Ресурс UF2M 13003458 №4	10	Ввод-10 кВ, ТП-1385
01.08.16г- 31.08.16 г	Фидер № 35 ПС «Вахдат» 110/6 кВ	1	Ресурс UF2M 13003351 №6	6	Ввод 6 кВ ПС «Вахдат», фидер №35
		2	Ресурс UF2M 13003458 №4	6	Ввод-6 кВ, ТП-116/1



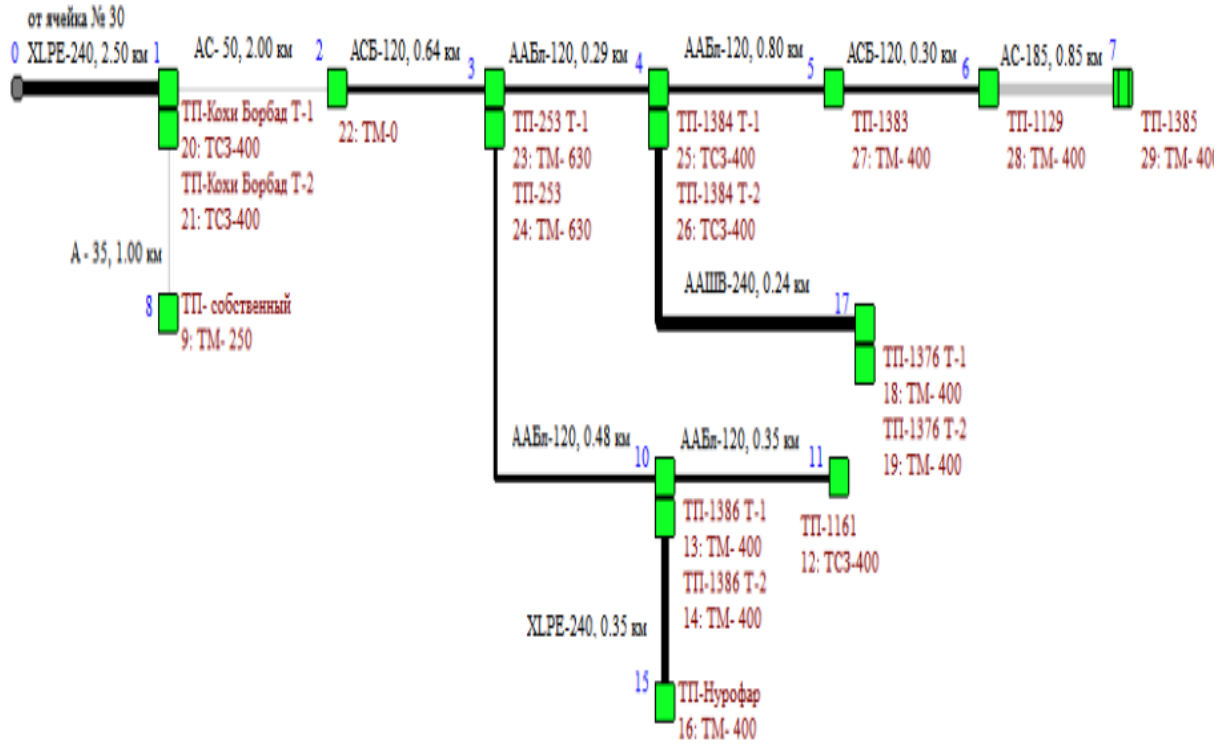
а)



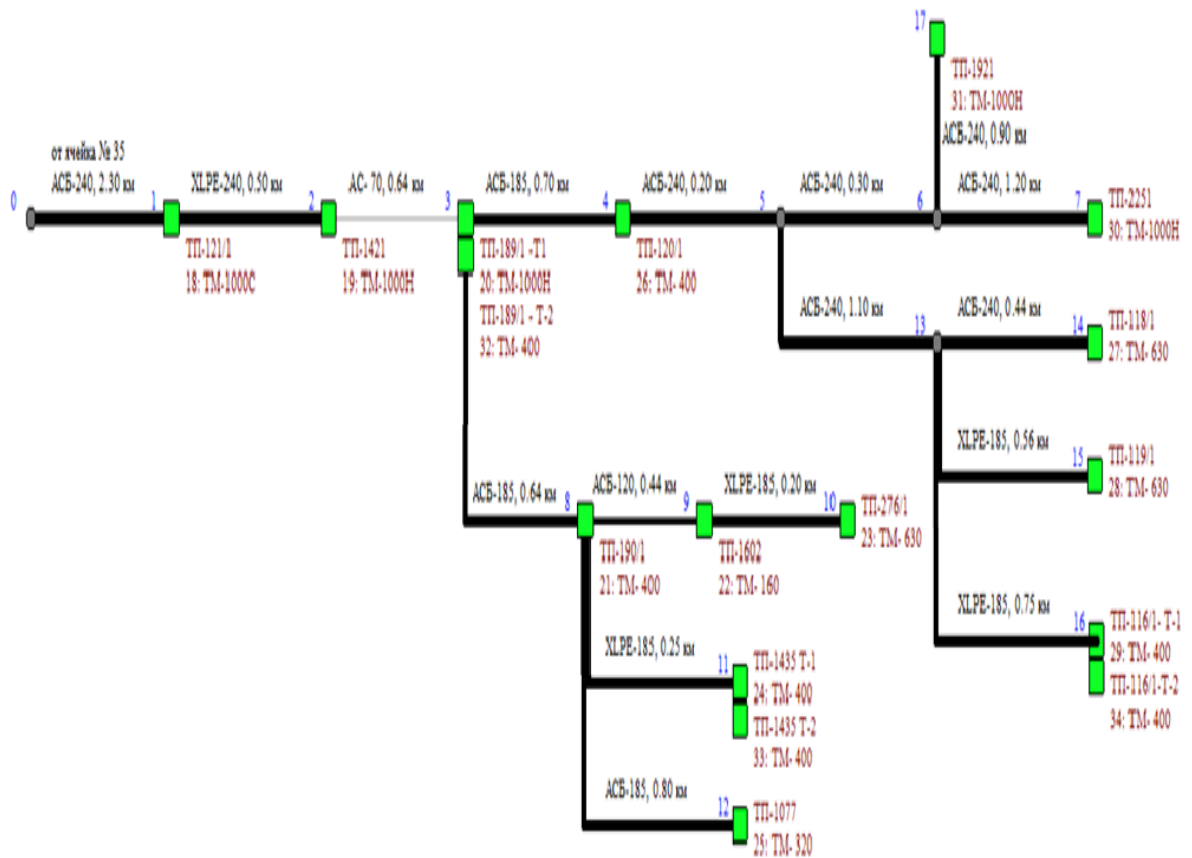
● - Место установки приборов

б)

Рисунок 2.5. Электрические схемы исследуемых объектов с расстановкой приборов; а- фидер № 30 подстанция “Лучод”; б- фидер №35 подстанция “Вахдат”



а)



б)

Рисунок 2.6. Математические модели объектов; а - фидер № 30 подстанции Лучоб; б - фидер № 35 подстанции Вахдат

Во время проведения натуральных измерений рассматриваемых объектов, параллельно осуществлялся сбор информации по параметрам объектов и их режимов работы. К ним относятся:

- 1 Графики нагрузки в течение месяца в двух рассматриваемых фидерах и в двух ТП-6,10,0,4 кВ (с интервалам осреднения 10 минут) (рисунок.П.Б.2);
- 2 Электрические схемы исследуемых объектов. а- фидер № 30 подстанция “Лучоб”; б- фидер №35 подстанция “Вахдат” (рисунок.2.5);
- 3 Информация о параметрах (активном и реактивном сопротивлениях ЛЭП и трансформаторов моделируемых объектов (таблицы П.Б.9, П.Б.10, П.Б.11, П.Б.12).

Для расчета УР и расчета потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе была использована программа РАП-10 ст. Программа РАП-10-ст предназначена для расчета и анализа потерь электроэнергии и режимов напряжения в радиальных электрических сетях напряжением 6-20 кВ. Потери в линиях и трансформаторах 6–20 кВ определяются на основе схем фидеров [108,134].

В программе реализованы два метода расчета нагрузочных потерь электроэнергии в фидерах 6-20 кВ:

- 1) метод средних нагрузок;
- 2) метод расчетных суток.

Натурные измерения мощностей, были проведены в течение месяца на головных участках в двух фидерах двух подстанций и на двух ТП-6-10/0,4 кВ.

Согласно [108], если известен отпуск электроэнергии в узлах сети или по головным участкам линий за расчетный период (как правило, месяц) в этом случае для вычисления нагрузочных потерь электроэнергии применяется метод средних нагрузок.

Поэтому было принято, что потери электроэнергии будут рассчитываться методом средних нагрузок в программе РАП-10 ст. Поскольку в данном методе используется суммарный график нагрузки сети (головного участка линии), то в нем невозможно учесть индивидуальность графиков нагрузки элементов сети.

Если для сети напряжением 6-20 кВ известен лишь отпуск электроэнергии по каждому головному участку линий, отходящих от источника питания, то для определения потоков мощности в каждом элементе сети (т.е. для расчета установившегося режима) необходимо ввести какие-либо допущения. Как правило, в этом случае принимают допущение о распределении нагрузки трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ пропорционально установленной мощности трансформаторов. В результате итерационных расчетов определяют нагрузки трансформаторных подстанций так, чтобы сумма нагрузок всех трансформаторных подстанций и потерь мощности во всех элементах сети равнялась известной мощности головного участка линии. Если же по некоторым трансформаторным подстанциям сети известен отпуск электроэнергии, то суммарная нагрузка трансформаторных подстанций с неизвестным отпуском электроэнергии определяется как разность между отпуском электроэнергии по головному участку линии и суммарным отпуском по трансформаторным подстанциям с известным отпуском. Это используется во время расчета потерь электроэнергии в программе РАП-10 ст.

Для использования метода средних нагрузок необходимо было вычислить следующие коэффициенты (интегрирующие множители) [107,108,112,115].

Используя формулу (2.10), определяем коэффициент заполнения графика нагрузки K_3 (фидер № 30 подстанции Лучоб):

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{нб}} = \frac{645,36}{1823,09} = 0,35$$

В свою очередь:

Используя формулу (2.11), определяем среднюю нагрузку P_{cp} :

$$P_{cp} = \frac{W}{T} = \frac{480151,994}{744} = 645,36$$

где W -переданная энергия за время T ($W=480151,994$ кВт·ч за 31 дней; $T=31 \cdot 24=744$ час);

$P_{нб}$ - наибольшая нагрузка в течение часа, (в течение 31 дней) $P_{нб}=1823,09$ кВт.

По выражению (2.12), определим коэффициент формы за расчетный интервал, равный одному месяцу K^2_{ϕ} (фидер № 30 подстанции Лучоб):

$$K^2_{\phi} = K^2_{\phi.c} \cdot K^2_{\phi.m} = 1,072 \cdot 1,026 = 1,1$$

В свою очередь

Используя формулу (2.14), определим коэффициент формы суточного графика нагрузки в день контрольных замеров $K_{\phi.c}^2$:

$$K_{\phi.c}^2 = \frac{\sum (i) P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{cp}^2 \cdot T} = \frac{3256,760^2 \cdot 1}{641,94^2 \cdot 24} = 1,072$$

где P_i^2 -нагрузка за время Δt ; P_{cp} -средняя нагрузка в день контрольных замеров ($P_{cp}=641,94$ кВт); $T=24$ час.

Используя формулу (2.15), определяем коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть за месяц $K_{\phi.м}^2$:

$$K_{\phi.м}^2 = \frac{(D_p + K_w^2 \cdot D_{нр}) \cdot D_m}{(D_p + K_w \cdot D_{нр})^2} = \frac{(26 + 0,589^2 \cdot 5) \cdot 31}{(26 + 0,589 \cdot 5)^2} = 1,026$$

где; D_p , $D_{нр}$, - число рабочих и нерабочих дней в месяце; ($D_m = D_p + D_{нр} = 26 + 5 = 31$ дней)

По формуле (2.8), определяем коэффициент отношения значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни, (относительные потребление выходного дня) K_w ;

$$K_w = \frac{W_{нр}}{W_p} = \frac{9744,168}{16587,736} = 0,58$$

где- $W_{нр}$, W_p , -потребляемые энергии в средний нерабочий и средний рабочий дни ($W_{нр}=9744,168$ кВт·ч; $W_p=16587,736$ кВт·ч).

Результаты расчетов интегрирующих множителей для фидера № 30 подстанции Лучоб и фидера № 35 подстанции Вахдат 110/6 кВ, а также исходная информация по среднемесячной температуре воздуха [137], фактическим значениям напряжения на подстанциях в максимум и минимум нагрузки и коэффициентам реактивной мощности приведены в таблице 2.3.

Для анализа и оценки потери электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе производится расчет установившегося режима УР, затем расчет потерь электроэнергии методом средних нагрузок.

Таблица 2.3 — Исходные данные для расчета потерь электроэнергии в программе РАП-10-ст

K_3	K^2_{ϕ}	$K^2_{\phi_c}$	$K^2_{\phi_m}$	K_w	$P_{ср},$ кВт	$P_{нб},$ кВт	$U_{факт},$ кВ при P_{max}	$U_{факт},$ кВ при $P_{мин}$	$W_{мес}$ тыс, кВт·ч	$tg\phi$	$^{\circ}C$
фидер № 30 подстанции Лучоб											
0,35	1,1	1,07	1,026	0,58	641,94	1823,1	9,86	10,15	480,151	0,24	29,4
фидер № 35 подстанции Вахдат											
0,61	1,1	1,1	1,00	0,88	571,5	933,14	4,67	5,95	425,199	0,28	27,64

На рисунке П.Б.3 приведен алгоритм построения модели для расчёта потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе на двух объектах. В таблице 2.4 приведены результаты расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст: а) при расчете коэффициента формы K^2_{ϕ} по коэффициенту заполнения K_3 , по выражению (2.17); б) при использовании точного (напрямую рассчитанного по графику нагрузки) значения K^2_{ϕ} по выражению (2.14).

Таблица 2.4 — Результаты расчетов потерь электроэнергии в программе РАП-10-ст

Фидер	Отпуск Электро энергии, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии, тыс кВт·ч					Потери электроэнергии, % от отпуска		
		Нагрузочные			Холостого хода	Всего 6-10 кВ	Нагрузочные	Холостого хода	Суммарные
		В линиях	В трансфор маторах	Суммарные					
при расчете K^2_{ϕ} по K_3									
фидер № 30	480	11,89	2,07	13,96	4,91	18,87	2,90	1,02	3,92
фидер № 35	425	2,16	0,63	2,79	6,74	9,53	0,65	1,58	2,23
при использовании точного значения K^2_{ϕ}									
фидер № 30	480	8,48	1,48	9,96	4,91	14,87	2,07	1,02	3,09
фидер № 35	425	1,97	0,57	2,54	6,74	9,28	0,59	1,58	2,17

Сопоставляя результаты расчетов потерь электроэнергии для фидера № 30 (таблица 2.4) для двух случаев задания коэффициента формы, необходимо отметить существенную разницу в значениях нагрузочных потерь.

Анализ конфигураций суточных графиков нагрузки ТП-1385 фидер №30 ПС «Лучоб-110/10 кВ и ТП-1116 фидер №35 ПС «Вахдат-110/6 кВ показал, что распределенная солнечная генерация в узлах подключения приводит к существенной деформации суточных графиков нагрузки и как следствие является причиной большой погрешности расчета коэффициента формы по коэффициенту заполнения.

Из таблицы 2.4 следует, что для фидера № 30 соотношение условно-постоянных и нагрузочных потерь электроэнергии составляет $\frac{1}{3} : \frac{2}{3}$, что соответствует среднестатистическим значениям по электрическим сетям Российской Федерации (30 % : 70 %) [112]. Для фидера № 35 наблюдается обратное: условно-постоянные потери практически в три раза превышают нагрузочные (72 % : 28 %).

Данная ситуация объясняется активным внедрением распределенной солнечной генерацией, которое привело к существенной разгрузке электрических сетей. В среднем коэффициент загрузки трансформаторов в максимум нагрузки за период наблюдения составил 0,15, т.е. фактически номинальная мощность трансформаторов стала завышена более чем в 6,3 раза.

Таким образом, проведенное исследование в данном пункте показало, что внедрение распределенной солнечной генерации помимо очевидных и неоспоримых преимуществ приводит к увеличению доли условно-постоянных потерь, не зависящих от величины нагрузки. Также необходимо отметить, что в условиях сопоставимых величин солнечной генерации и нагрузки потребителя необходимо определять значения коэффициентов формы непосредственно из анализа фактических графиков нагрузки элементов электрических сетей, в противном случае, при определении коэффициента формы через значение коэффициента заполнения графика погрешность расчета нагрузочных потерь электроэнергии может быть сопоставима со значением самих потерь.

Как видно из таблицы 2.4 технические потери электроэнергии в рассматриваемом объекте за месяц август составили 9,28 тыс кВт·ч или 2,17% от отпуска электроэнергии.

Данные, приведенные в таблице 2.4 (при использовании точного значения K_{ϕ}^2), показывают, что в фидере №35(подстанции Вахдат-110/6 кВ) в целом на линии электропередачи приходится 21% всех технологических потерь, на потери в трансформаторах 79%.

В фидере № 35 (подстанции Вахдат-110/35/6 кВ) основную долю потерь составляет потери в трансформаторах, потери в трансформаторах – потери на холостом ходу –92%, а нагрузочные потери –8% (рисунок 2.7).

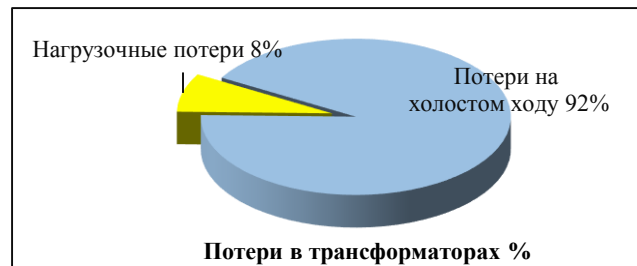


Рисунок 2.7 Структура потерь электроэнергии в трансформаторах ТП фидер № 35 подстанции Вахдат-110/6 кВ

Для выявления причин высокого уровня потерь холостого хода были проведены расчет потерь электроэнергии в фидере № 35 (подстанции Вахдат 110/6 кВ) в программе РАП-10 –ст (методом средних нагрузок) за каждого месяца 2016 года.

Для использования метода средних нагрузок необходимо было вычислить следующие коэффициенты (интегрирующие множители) [107,108,112,115].

1.Относительное потребление выходного дня. На основе проведенных измерений (в август 2016 года) потребляемой энергии получено, что среднее значение относительного потребления выходного дня составило:

$$K_w = 0.88$$

2. Коэффициент формы графика нагрузки за расчетный интервал равный одному месяцу определяется через значения коэффициента формы суточного $k_{\phi.c}^2$ графика и коэффициента формы месячного графика $k_{\phi.м}^2$.

Коэффициент формы суточного графика нагрузки можно определить за два дня контрольных замеров (зимний и летный период).

В качестве летного периода режимного дня было принято значение $k_{\phi.c}^2 = 1,1$ рассчитанного на основе измерения по (2.14). Для зимних месяцев (январь, февраль, март, октябрь, ноябрь, декабрь) для расчета коэффициента формы суточного графика $k_{\phi.c}^2$ использовался суточный график тока (рисунок 2.8) за день контрольных замеров 20.12.2016 г.: $k_{\phi.c}^2 = 1,017$

Так как в качестве исходных данных в день контрольных замеров (20.12.16 г.) имеются значения токов, то, согласно [108,115], для сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} .

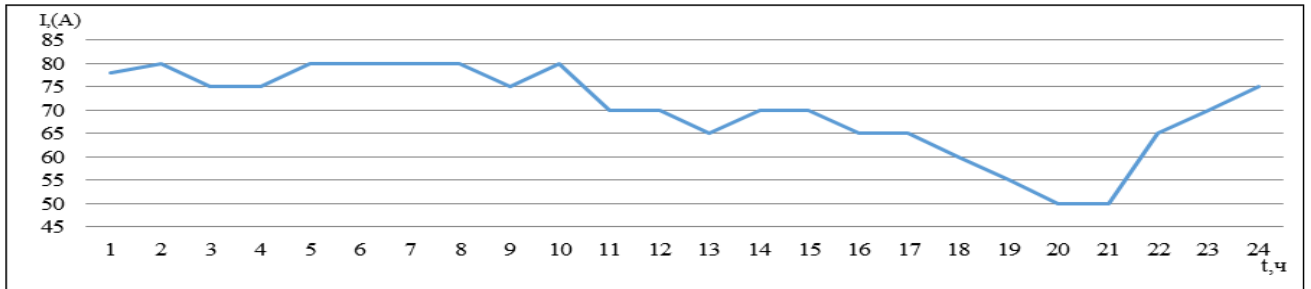


Рисунок 2.8. Суточный график тока за день контрольных замеров 20.12.16 г. фидер №35 подстанции Вахдат-110/6 кВ

Используя (2.15) для остальных месяцев, коэффициент формы месячного графика $K_{\phi.m}^2$ определяется таким же образом. Результаты приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 — Результаты расчетов коэффициента формы месячного графика $K_{\phi.m}^2$ в фидере №35 подстанции Вахдат-110/6 кВ

Параметры	Месяц											
	январь	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
D_m	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
D_n	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
D_p	26	25	27	26	26	26	26	27	26	26	26	27
$K_{\phi.m}^2$	1,002	1,001	1,001	1,001	1,002	1,001	1,002	1,001	1,001	1,002	1,001	1,001

Используя (2.13) для остальных месяцев, результаты расчета коэффициента формы за расчетный интервал, равный одному месяцу K_{ϕ}^2 (фидер № 35 подстанции Вахдат-110/6 кВ) приведены в таблице 2.6. Также в таблице 2.6 [137] приведена исходная информация по среднемесячной температуре воздуха за каждый месяц 2016 года.

Таблица 2.6 — Коэффициент формы за расчетный интервал, равный одному месяцу K^2_{ϕ} за 2016 год в фидер №35 подстанции Вахдат-110/6 кВ

Фидер №35	K^2_{ϕ}	Месяц											
		янв	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
	C°	8,48	12,17	16,22	19,56	26,7	32,3	34	33,9	31,36	20,4	10,5	8,4
	K^2_{ϕ}	1,019	1,019	1,019	1,102	1,102	1,102	1,102	1,102	1,102	1,019	1,019	1,019

Результаты расчетов потерь электроэнергии в фидере № 35 (подстанции Вахдат-110/6 кВ) методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст за 2016 год приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 — Результаты расчетов потерь электроэнергии за 2016 г в фидере №35 подстанции Вахдат-110/6 кВ

Составляющие потери электроэнергии тыс.кВт·ч, %	Месяцы											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Суммарные тыс.кВт·ч,	20,340	21,160	14,450	11,840	10,210	9,780	9,660	9,280	9,790	10,070	10,160	16,080
Нагрузочные %	1,17	1,31	0,91	0,81	0,67	0,67	0,64	0,59	0,67	0,62	0,64	0,68
Холостого хода %	0,55	0,50	0,76	0,97	1,28	1,33	1,46	1,58	1,32	1,24	1,14	0,67
Суммарные %	1,72	1,81	1,67	1,78	1,95	2,00	2,10	2,17	1,99	1,86	1,78	1,35

Для более углубленного исследования и для определения основных проблем высокого уровня потерь электроэнергии в городских распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе, на двух фидерах двух подстанции ПС «Лучоб-110/10 кВ» и ПС «Вахдат-110/6 кВ» которые были проведены натурные измерения, проводится моделирование всех фидеров этих двух подстанций.

Во время проведения натурных измерений рассматриваемых объектов, параллельно осуществлялся сбор информации по параметрам объектов и их режимов работы. К ним относятся:

1. Полученные значения токов в день контрольных замеров для всех фидеров двух подстанции ПС «Лучоб-110/10 кВ» и ПС «Вахдат-110/6 кВ»;
2. Электрические схемы исследуемых объектов: фидеры ПС «Лучоб-110/10 кВ» и фидеры ПС «Вахдат-110/6 кВ»;
3. Информация о параметрах (активном и реактивном сопротивлении ЛЭП, трансформаторах моделируемых объектов.

Электрические схемы городской распределительной электрической сети 6-10/0,4 кВ г. Душанбе на двух исследуемых объектов ПС «Лучоб-110/10 кВ» и ПС «Вахдат-110/6 кВ» представлены на рисунок 2.9.

Для остальных фидеров ПС «Лучоб-110/10 кВ» и ПС «Вахдат-110/6 кВ» расчет ведется аналогично по выше приведенным формулам для фидера №35 ПС «Вахдат-110/6 кВ». Результаты приведены для фидеров ПС «Лучоб-110/10 кВ» в таблице 2.8, для фидеров ПС «Вахдат-110/6 кВ» – в таблице 2.9.

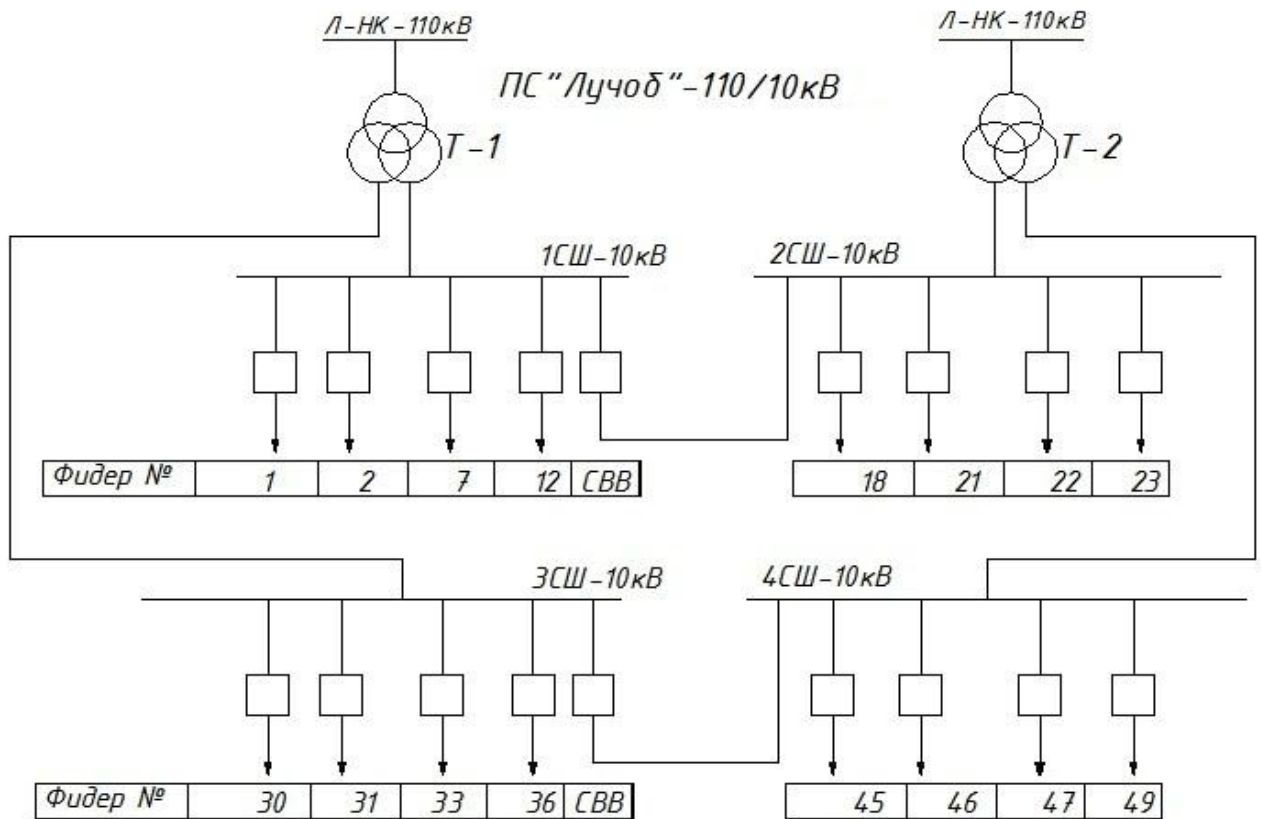
В таблицах 2.8 и 2.9 также приведены значения коэффициентов заполнения графика нагрузки, которые фактически задавались в программе РАП-10-ст при расчете потерь электроэнергии в ОАО «Душанбинские гор. ЭС» в 2016 года.

Потери электроэнергии в линиях 6-20 кВ и питающих трансформаторах 10/0,4 кВ в программе РАП-10-ст [108] рассчитываются методом средних нагрузок следующим образом [115]:

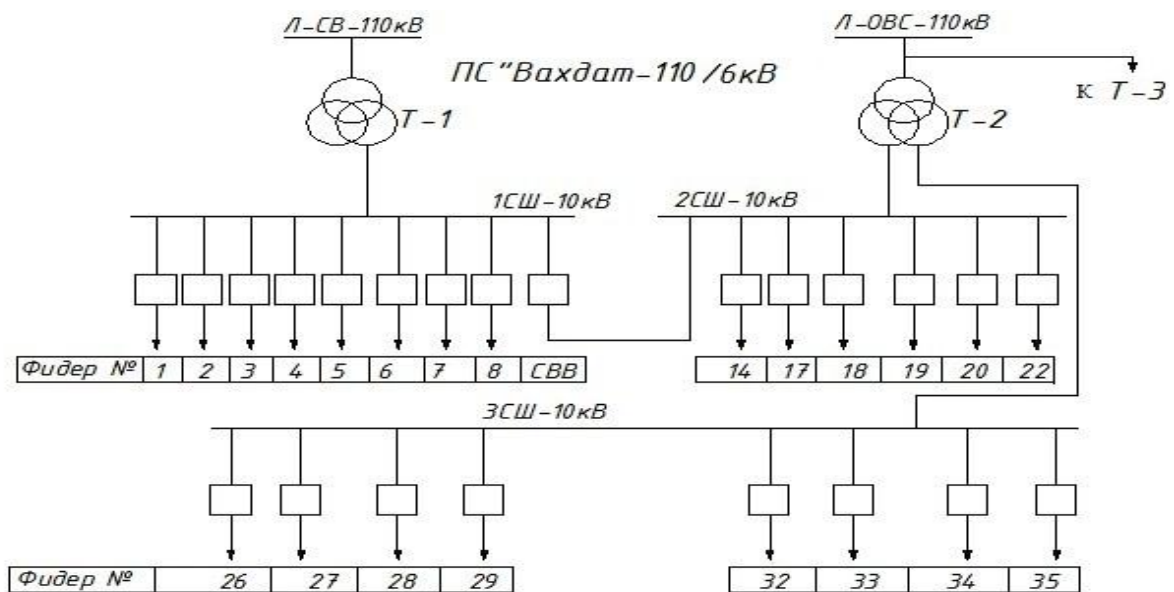
$$\Delta \mathcal{E}_H = 3 \cdot k_K \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.19)$$

где k_K – коэффициент коррекции, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается 0,99); T – число часов в периоде; k_ϕ^2 – коэффициент формы графика нагрузки за период; R – активное сопротивление элемента сети; I_{cp} – средний за период T ток в элементе сети.

Как следует из выражения (2.19) потери электроэнергии за расчетный период прямо пропорциональны значению K_ϕ^2 .



а)



б)

Рисунок 2.11. Электрические схемы исследуемых объектов; а- ПС «Луchoб-110/10 кВ»; б- ПС «Вахдат-110/35/6 кВ»

Таблица 2.8 — Коэффициенты формы графика нагрузки (K^2_{ϕ}) и коэффициенты заполнения графика нагрузки (K_3) ПС «Лучоб-110/10 кВ»

№ п/п	№ фидера	1	2	7	12	18	21	22	23	30	31	33	36	45	46	47	49	В целом по ПС
Коэффициенты по результатам измерения																		
1	K^2_{ϕ}	1,32	1,39	1,44	1,23	1,14	1,19	1,15	1,24	1,23	1,39	1,12	1,27	1,59	1,39	1,17	1,44	1,27
2	$K_{з.г.}$	0,58	0,71	0,55	0,50	0,33	0,68	0,67	0,4	0,5	0,5	0,92	0,37	0,84	0,56	0,67	0,45	0,54
3	K^2_{ϕ} по $K_{з.г.}$ из п.2	1,24	1,13	1,27	1,33	1,67	1,15	1,16	1,5	1,33	1,33	1,02	1,56	1,06	1,26	1,16	1,40	1,28
4	K^2_{ϕ} из п.1 / K^2_{ϕ} из п.3	1,06	1,23	1,13	0,92	0,68	1,03	0,99	0,82	0,92	1,04	1,09	0,81	1,5	1,10	1,00	1,028	0,99
Коэффициенты, использованные в программе РАП-ст-10, полученные из ОАО «Душанбинские гор. ЭС» за 2016 года																		
5	$K_{з.г.}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4
6	K^2_{ϕ} по $K_{з.г.}$ из п.5	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,5
Отношение фактического коэффициента формы к коэффициенту форму, используемого при расчете в ОАО «Душанбинские гор. ЭС»																		
7	Отношение п.1 к п.6.	1,22	1,28	1,33	1,13	1,05	1,10	1,06	1,14	1,13	1,28	1,03	1,17	1,47	1,28	1,08	1,33	0,84

Таблица 2.9 — Коэффициенты формы графика нагрузки (K^2_{ϕ}) и коэффициенты заполнения графика нагрузки (K_3) ПС «Вахдат-110/6 кВ»

№ п/п	№ фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	14	17	18	19	20	22	26	27	28	29	32	33	34	35	В целом по ПС
Коэффициенты по результатам измерения																								
1	K^2_{ϕ}	1,52	1,57	1,22	1,18	1,18	1,41	1,24	1,32	1,5	1,41	1,32	1,48	1,27	1,48	1,49	1,18	1,24	1,34	1,31	1,39	1,29	1,36	1,28
2	$K_{з.г.}$	0,58	0,70	0,61	0,38	0,73	0,48	0,66	0,40	0,48	0,62	0,47	0,52	0,60	0,43	0,44	0,73	0,68	0,53	0,59	0,68	0,59	0,56	0,59
3	K^2_{ϕ} по $K_{з.г.}$ из п.2	1,24	1,14	1,21	1,54	1,12	1,36	1,17	1,5	1,36	1,20	1,37	1,30	1,22	1,44	1,42	1,12	1,15	1,29	1,23	1,15	1,23	1,26	1,23
4	K^2_{ϕ} из п.1 / K^2_{ϕ} из п.3	1,22	1,37	1,00	0,76	1,05	1,03	1,05	0,88	1,10	1,17	0,96	1,13	1,04	1,02	1,04	1,05	1,07	1,03	1,06	1,20	1,04	1,07	1,04
Коэффициенты, использованные в программе РАП-ст-10, полученные из ОАО «Душанбинские гор. ЭС» за 2016 года																								
5	$K_{з.г.}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,30
6	K^2_{ϕ} по $K_{з.г.}$ из п.5	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,77
Отношение фактического коэффициента формы к коэффициенту форму, используемого при расчете в ОАО «Душанбинские гор. ЭС»																								
7	Отношение п.1 к п.6.	1,40	1,45	1,12	1,09	1,09	1,30	1,14	1,22	1,38	1,30	1,22	1,37	1,17	1,37	1,37	1,09	1,14	1,24	1,21	1,28	1,19	1,25	0,72

Сопоставляя значения K^2_{ϕ} , рассчитанные по фактическим суточным графикам нагрузки (значения п.1 в таблицах 2.8 и 2.9), с расчетными значениями K^2_{ϕ} , используемыми в гор. сеть Душанбе (значения п.6 в таблице 2.8 и 2.9), можно заключить, что используемые гор. сеть. Душанбе значения K^2_{ϕ} занижены на 3-47% (п.7 таблица 2.8 и 2.9). Таким образом, в отдельных фидерах нагрузочные потери электроэнергии будут занижены на величину до 47%.

В тоже время уровень расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10 кВ ОАО «Душанбинские гор. ЭС» существенно превышает объективный уровень. Если же учесть факт занижения значения K^2_{ϕ} , то расчетный уровень потерь электроэнергии станет еще выше. Для выявления возможных причин был выполнен эталонный расчет потерь электроэнергии в фидере № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ»

В таблице 2.10 приведены результаты расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст:(руководство пользователя № 21-267.3.2006 (редакция А3) при расчете коэффициента формы (K^2_{ϕ}) по коэффициенту заполнения (K_3) в фидер № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» за 2016 год, полученные из ОАО «Душанбинские гор. ЭС» [120,129].

Таблица 2.10 — Результаты расчетов потерь электроэнергии в фидере №7 ПС «Лучоб -110/10 кВ» в программе РАП-10-ст за 2016 года полученных из ОАО «Душанбинские гор. ЭС» (руководство пользователя № 21-267.3.2006 редакция-А3)

Название подстанции	№ Фидер	Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии, тыс кВт·ч					Потери электроэнергии, % от отпуска		
			Нагрузочные			Холостого хода	Всего 6-10 кВ	Нагрузочные	Холостого хода	Суммарные
			В линиях	В трансформаторах	Суммарные					
Лучоб	7	3530,00	6,18	29,93	36,11	23,42	59,53	1,02	0,66	1,68

В таблице 2.11 приведены результаты расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст:(руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) в фидере № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» за 2016 год при тех же самых исходных данных, что и в таблице 2.10.

Таблица 2.11 — Результаты расчетов потерь электроэнергии в фидере №7 ПС «Лучоб -110/10 кВ» в программе РАП-10-ст за 2016 года. (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3)

Название подстанции	№ Фидер	Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии, тыс кВт·ч					Потери электроэнергии, % от отпуска		
			<i>Нагрузочные</i>					<i>Нагрузочные</i>	<i>Холостого хода</i>	<i>Суммарные</i>
			<i>В линиях</i>	<i>В трансформаторах</i>	<i>Суммарные</i>	<i>Холостого</i>	<i>Всего 6-10</i>			
Лучоб	7	3530,00	2,69	31,00	33,69	24,76	58,46	0,95	0,7	1,66

Сопоставляя результаты расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст:(руководство пользователя № 21-267.3.2006 (редакция А3) при расчете коэффициента формы (K^2_{ϕ}) по коэффициенту заполнения (K_3) в фидер № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» за 2016 года полученных из ОАО «Душанбинские гор. ЭС» (таблица 2.10) с результатами расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст:(руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) при расчете коэффициента формы (K^2_{ϕ}) по коэффициенту заполнения (K_3) в фидер № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» за 2016 года (таблица.2.11), получаем существенную разницу в значениях нагрузочных потерь.

Из таблицы 2.10 следует, что нагрузочные потери электроэнергии в линиях фидера № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» составили 6,18 тыс. кВт·ч. После расчета в программе РАП-10-ст (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3)

их значения составила 2,69 тыс. кВт·ч (таблица 2.11) и нагрузочные потери в линиях фидера № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» уменьшились на 2,29 раз.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах фидера № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» наоборот увеличились в 1,035 раз. (в таблице 2.10. нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах составили 29,93 тыс. кВт·ч, после расчета в программе РАП-10-ст (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) их значения составили 31,00 тыс. кВт·ч (таблица 2.11).

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в фидере № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» составили 36,11 тыс. кВт·ч. (таблица 2.10). После расчета в программе РАП-10-ст (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) их значения составили 33,69 тыс. кВт·ч (таблица 2.11), то есть суммарные нагрузочные потерь электроэнергии уменьшились на 1,07 раз.

Значения условно-постоянных потерь электроэнергии (холостого хода) в таблице 2.10 составили 23,42 тыс. кВт·ч. После расчета в программе РАП-10-ст (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) их значения составили 24,76 тыс. кВт·ч (таблица 2.11), то есть условно постоянные потерь электроэнергии (холостого хода) увеличились в 1,06 раз.

В целом значения условно-постоянных и нагрузочных потерь электроэнергии в фидере № 7 ПС «Лучоб-110/10 кВ» составили 59,53 тыс. кВт·ч. (таблица 2.10). После расчета в программе РАП-10-ст (руководство пользователя № 21-326.3.2013 (редакция С3) их значения составили 58,46 тыс. кВт·ч (таблица 2.11). Т.е уменьшились в 1,02 раз.

Полученная разница в результатах объясняется следующим образом: в ОАО «Душанбинские гор. ЭС». во время расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст (таблица 2.10) были использованы руководство пользователя № 21-267.3.2006 редакция А3. Данная редакция программы (редакция А-3) уже не имеет лицензию и результаты расчета потерь в ней не достоверны.

Также необходимо отметить, что используя в методе средних нагрузок (формула (2.19)) вместо фактического значения K^2_{ϕ} расчетные значения по коэффициенту заполнения, также в большинстве случаев занижается уровень нагрузочных потерь электроэнергии. В таблицах 2.8 и 2.9 также представлено сопоставление K^2_{ϕ} вычисленных по графику нагрузки и через коэффициент заполнения графика (соответственно п 1 и 3 таблица 2.8 и 2.9). Как видно, для большинства фидеров расчетное значение K^2_{ϕ} меньше фактического.

Выводы по второй главе

1. Разработаны расчетные математические модели высоковольтных городских электрических сетей напряжением 35-110 кВ и фрагмента городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ г. Душанбе Республики Таджикистан для анализа и оценки потерь электроэнергии, которые могут применяться при дальнейших исследованиях и позволяют производить расчеты потерь электроэнергии при различных сочетаниях изменений исходных данных.

2. На основе систематизации исходных данных для расчета потерь электроэнергии обоснованы применяемые методы расчета потерь и определены недостающие данные, которые были дополнительно измерены в городских электрических сетях г. Душанбе.

3. Первичный анализ результатов расчета потерь электроэнергии по разработанным моделям позволил выявить причины высокого уровня потерь в городских распределительных электрических сетях г. Душанбе: применение некорректных исходных данных и версии программного обеспечения, позволяющего обосновывать завышенный уровень потерь.

4. Выявлено, что без системное применение солнечной генерации потребителями приводит к существенной разгрузке электрических сетей и как следствие к значительному росту относительных условно-постоянных потерь в распределительных сетях 10 кВ (в первую очередь потерь холостого хода трансформаторов).

ГЛАВА 3. ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1. Исходные данные

Для оценки влияния распределенной солнечной генерации (СГ) на потери электроэнергии и коэффициент формы графика нагрузки, были проведены натурные измерения мощностей в электрических сетях г. Душанбе (Республика Таджикистан), от которых получают питание объекты здравоохранения, к которым подключены солнечные панели. Измерения проводились летом 2016 года в течение 14 суток с помощью приборов типа «Ресурс-UF2М» на двух объектах:

- Объект Караболо, период измерения с 19.07.16 г. 00:⁰⁰ часов по 01.08.16 г. 22:⁵⁰ часов.

- Объект Роддом № 1, период измерения с 11.08.16 г. 23:⁰⁰ часов по 25.08.16 г. 22:⁵⁰ часов.

На рисунке 3.1. представлена принципиальная схема электроснабжения потребителя с присоединением солнечных панелей к сети 0,4 кВ, и с указанием мест расстановки специализированных средств измерения параметров электрической энергии (таблица 3.1).

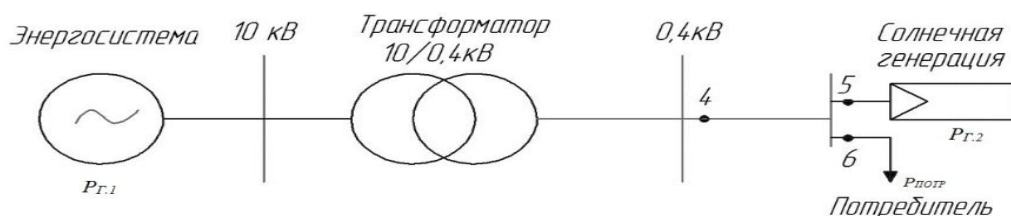


Рисунок 3.1. Принципиальная схема электроснабжения потребителя с присоединением солнечных панелей к сети 0,4 кВ

Измерения проводились:

- в линии напряжением 380 В, питающей потребителя — точка 4;
- в узле подключения солнечных панелей — точка 5;
- на вводе потребителя — точка 6.

Исходные данные солнечных панелей которые установлены на двух рассматриваемых объектах, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.1 — Расстановка приборов измеряющих параметров электрической энергии в исследуемых объектах

Дата проведения измерений	Название объекта	Количество точек	№ прибора	U _н , кВ	Диспетчерское название присоединения
19.07.16г - 01.08.16 г	Караболо	1	Ресурс UF2M 13003432 №1	0,38	точка- 4-питающая потребительская линия
		2	Ресурс UF2M 13003438 №5	0,38	точка 5-подключения солнечных панелей
		3	Ресурс UF2M 13003431 №3	0,38	точка б ввод потребителя
11.08.16г - 25.08.16 г	Роддом № 1	1	Ресурс UF2M 13003438 №5	0,38	точка 4-питающая потребительская линия
		2	Ресурс UF2M 13003432 №1	0,38	точка 5-подключения солнечных панелей
		3	Ресурс UF2M 13003437 №2	0,38	точка б ввод потребителя

Таблица 3.2 — Исходные данные солнечных панелей

Параметр	Значение
Установленная мощность солнечных панелей, кВт	40
Класс установки	сетевая
Солнечные панели, шт (Kyocera)	192
Максимальная вырабатываемая мощность 1 панели, Вт	210
Ток 1 панели, А	0,319 А
Инверторы, кВт (Kyocera)	4 x 10
Угол наклона, направлены строго на юг, градус	30

На рисунке 3.2 приведены фотографии объектов исследования, где проводились натурные измерения мощностей и подключены приборы типа «Ресурс-UF2M».



Точка 4-питающая потребительская линия

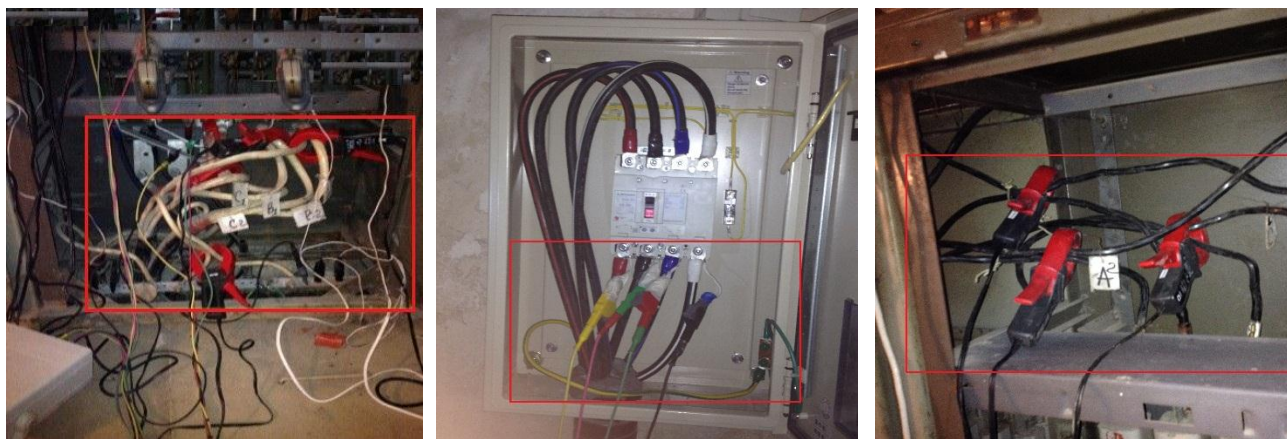


Точка 5-подключения солнечных панелей



Точка 6 -ввод потребителя

а)



Точка 4-питающая
потребительская линия

Точка 5-подключения
солнечных панелей

Точка 6 -ввод
потребителя

б)

Рисунок 3.2. Подключенные приборы к узлам в ходе натурных измерений мощностей. а) - объект Караболо; б) объект Роддом №1

В результате измерения были сняты значения мощностей с интервалом времени 10 минут. В качестве примера, результаты измерений графиков нагрузки в точка 4 (рисунок 3.1) объекта Караболо с интервалом осреднения 10 минут за весь период (14 суток) приведен на рисунке П.В.1.

Так как при расчетах потерь электроэнергии принято в качестве интервала осреднения брать 1 час, то после обработки измеряемых мощностей во всех точках объектов Караболо и Роддом №1, графики мощностей приводились с интервалом осреднения 1 час за каждой сутки и за весь период измерения (14 суток). Результаты измерений графиков нагрузки в объектах Караболо и Роддом №1 с интервалом осреднения 1 час за каждые сутки, за весь период (14 суток) приведены в рисунке П.В.2. и П.В.3.

Для оценки возможности распространения результатов измерений за одну неделю августа на весь год, были сопоставлены средние значения за сутки вырабатываемой мощности солнечными батареями. Так за 1 неделю августа средняя мощность за сутки составила 19-26 кВт, а по данным [75] средняя мощность за сутки в октябре, ноябре, марте и апреле составляет 17-21 кВт. Поскольку, как было отмечено выше, число солнечных дней в году в республике составляет 280-330 дней, то это позволяет распространять получаемые в работе результаты на весь год.

3.2. Оценка влияния распределенной солнечной генерации, подключенной к сетям 0,4 кВ на коэффициент формы графика нагрузки

Условно можно считать, что при отсутствии солнечной генерации график нагрузки в точке 4 был бы точно такой же, как фактический в точке 6. Поэтому для анализа влияния подключения солнечной генерации к шинам потребителя необходимо сопоставить конфигурации графиков нагрузки в точках 4 и 6.

Усредненные результаты измерений графиков нагрузки в точках 4 и 6 (рисунок 3.1) с интервалом осреднения 1 час за рабочий и выходной день представлены соответственно на рисунке 3.3 и 3.4.

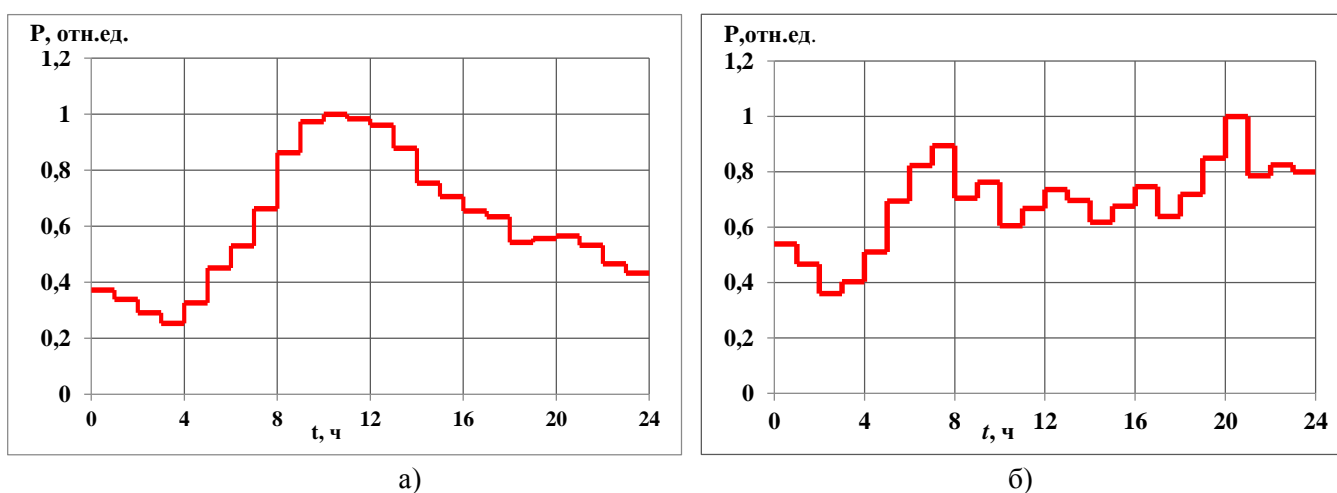


Рисунок 3.3. График нагрузки в узле 6 (по рисунку 3.1): а– рабочего дня; б– выходного дня

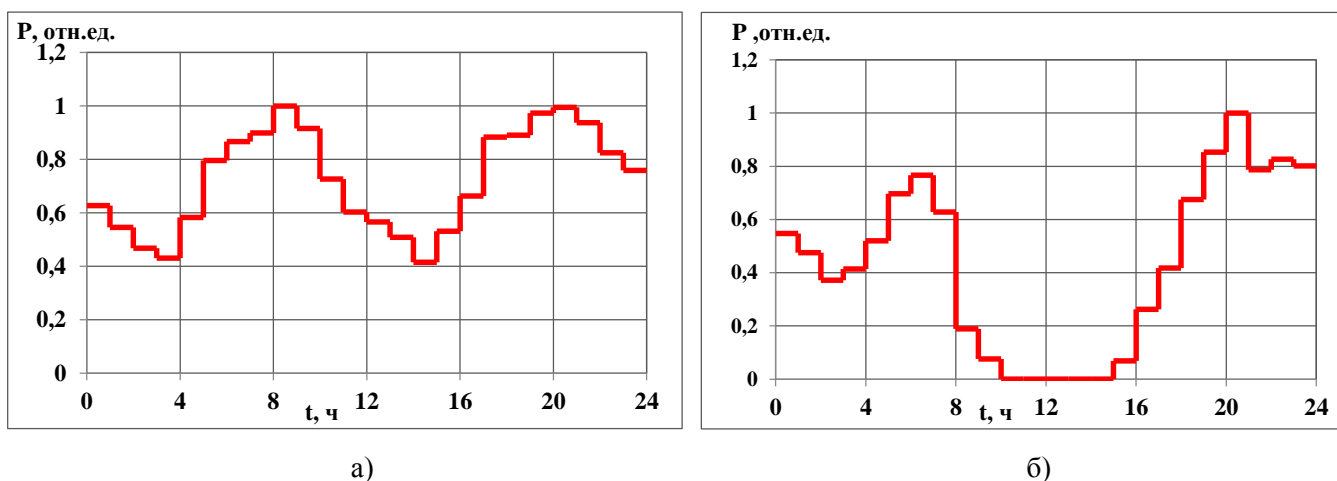


Рисунок 3.4. График нагрузки в точке 4 (по рисунку 3.1): а– рабочего дня; б– выходного дня

Для анализа формы графиков в таблице 3.3 представлены результаты вычислений коэффициентов заполнения графика нагрузки $K_{3,2}$, неравномерности α , формы K^2_ϕ по формулам (2.10), (2.14), (2.18) [115].

Таблица 3.3 — Значения коэффициентов, характеризующих измеренные графики электрических нагрузок

Дата	Коэффициенты в точке 4			Коэффициенты в точке 6		
	$K_{з.г}$	α	K^2_{ϕ}	$K_{з.г}$	α	K^2_{ϕ}
19.07.2016	0,55	0,22	1,06	0,54	0,13	1,11
20.07.2016	0,53	0,00	1,09	0,54	0,15	1,08
21.07.2016	0,58	0,00	1,10	0,61	0,28	1,05
22.07.2016	0,51	0,15	1,07	0,46	0,17	1,09
23.07.2016	0,50	0,00	1,13	0,48	0,23	1,06
24.07.2016	0,39	0,00	1,24	0,61	0,21	1,04
25.07.2016	0,51	0,22	1,04	0,50	0,14	1,10
26.07.2016	0,68	0,38	1,065	0,69	0,27	1,11
27.07.2016	0,7	0,39	1,036	0,54	0,21	1,17
28.07.2016	0,69	0,33	1,063	0,6	0,32	1,10
29.07.2016	0,62	0,15	1,087	0,55	0,10	1,16
30.07.2016	0,51	0,29	1,079	0,52	0,24	1,14
31.07.2016	0,57	0,03	1,197	0,71	0,41	1,06
01.08.2016	0,67	0,29	1,093	0,58	0,20	1,19

Сопоставляя коэффициенты графиков нагрузки потребителя (точка 6) и энергосистемы (точка 4) (рисунок 3.1) можно заключить, что коэффициенты заполнения (плотности) и формы практически совпадают во все дни, кроме 24 и 31 июля. В точке-4 20,21,23,24 и 31 июля коэффициент неравномерности равен нулю, поскольку генерируемая солнечными батареями активная мощность превосходила потребляемую потребителем мощность. Наблюдался переток мощности от шин потребителя к шинам трансформатора 10/0,4 кВ. Поэтому график нагрузки характеризовался нулевыми значениями потребляемой мощности.

Однако 24 и 31 июля наблюдается существенный рост, неравномерности графика нагрузки энергосистемы (точка 4) в сравнение с графиком нагрузки потребителя (точка 6). Указанные даты является выходными днями, в которые нагрузка потребителя значительно снизилась, а солнечная генерация осталась неизменной. Вследствие этого образовался обратный переток мощности от потребителя в энергосистему, сопоставимый с нагрузкой потребителя (рисунок 3.5).

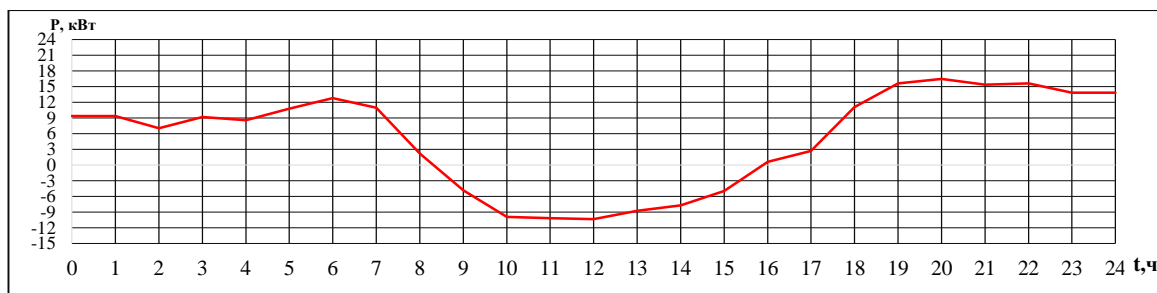


Рисунок 3.5 График передачи мощности в точке- 4 31.07.2016 г

Как следствие, в указанные дни возросло значение и коэффициента формы графика нагрузки.

3.3. Влияние распределенной солнечной генераций, подключенной к сетям 0,4 кВ, на потери электроэнергии

Для анализа и оценки влияния распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии в линии 380 В и питающем трансформаторе 10/0,4 кВ, они были рассчитаны методом средних нагрузок по формуле (2.19) [115] за каждые сутки периода измерений. Результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 — Относительные потери электроэнергии в схеме электрической сети (рисунок 3.1)

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	По графику в точке 4	По графику в точке 6
19.07.16	0,50	0,65
20.07.16	0,49	0,57
21.07.16	0,54	0,61
22.07.16	0,49	0,60
23.07.16	0,52	0,49
24.07.16	1,05	0,4
25.07.16	0,53	0,68
26.07.16	0,62	0,72
27.07.16	0,57	0,73
28.07.16	0,60	0,63
29.07.16	0,50	0,68
30.07.16	0,42	0,46
31.07.16	0,86	0,32
01.08.16	0,46	0,56

Сопоставляя значения относительных потерь электроэнергии до и после подключения солнечных батарей (таблица 3.4), можно заключить, что во все дни, кроме 24 и 31 июля, наблюдается снижение потерь электроэнергии на 20-40%. Однако 24.07.2016 и 31.07.2016 г. относительные потери электроэнергии,

рассчитанные по графику нагрузки линии больше, чем потери, рассчитанные по графику нагрузки потребителя. Это объясняется следующим.

Согласно формуле (2.19), потери электроэнергии пропорциональны квадрату коэффициента формы. Как следует из таблицы 3.3 коэффициент формы графика нагрузки K^2_ϕ линии 380 В от питающего трансформатора 10/0,4 кВ в точке 4 в рабочие дни меньше, чем в точке 6. Следовательно, при подключении солнечной генерации произойдет снижение потерь электроэнергии, что вполне ожидаемо, как за счет снижения передаваемой мощности, так и за счет выравнивания графика нагрузки.

Но в выходной день (31 июля) наоборот наблюдается рост коэффициента формы графика нагрузки K^2_ϕ в точке 4. Поэтому в выходной день будет наблюдаться существенный рост потерь электроэнергии в электрической сети (рисунок 3.1) в относительных единицах от отпуска электроэнергии в сеть как за счет уменьшения объема передаваемой электроэнергии по линии, так и за счет увеличения коэффициента формы. (таблица 3.4).

Для устранения увеличения потерь электроэнергии были смоделированы расчеты потерь электроэнергии при условии, что солнечная генерация будет в 2 раза меньше (таблица 3.5).

Таблица 3.5 — Относительные потери электроэнергии в схеме электрической сети (рисунок 3.1)

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	<i>При фактической солнечной генерации</i>	<i>При солнечной генерации составляющей 50 % фактической</i>
19.07.16	0,50	0,59
20.07.16	0,49	0,52
21.07.16	0,54	0,53
22.07.16	0,49	0,55
23.07.16	0,52	0,46
24.07.16	1,05	0,43
25.07.16	0,53	0,63
26.07.16	0,62	0,70
27.07.16	0,57	0,68
28.07.16	0,60	0,64
29.07.16	0,50	0,54
30.07.16	0,42	0,45
31.07.16	0,86	0,12
01.08.16	0,46	0,53

В результате моделирования потерь электроэнергии при уменьшении солнечной генерации в два раза устранены обратные перетоки мощности в выходные дни, что приводит к существенному снижению относительных потерь электроэнергии в выходные.

Поэтому в этих условиях необходимо определить целесообразную мощность, получаемую от солнечных панелей в выходные дни для предотвращения роста относительных потерь электроэнергии как одного из показателей эффективности работы электросетевых компаний.

3.4 Методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии

В (3.1) приведено выражение балансового уравнения.

$$P_{\text{баланс}} = P_{Г1} + P_{Г2} - \Delta P - P_{\text{ПОТР}} = 0 \quad (3.1)$$

где $P_{Г1}$ – генерация мощности от энергосистемы; $P_{Г2}$ – генерация от мощности от солнечных панелей; ΔP – потери мощности в сети; $P_{\text{ПОТР}}$ – нагрузка потребителя. (рисунок 3.1).

Поэтому для минимизации потерь электроэнергии в условиях изменения нагрузки потребителя для поддержания баланса мощности (3.1) необходимо регулировать генерацию от солнечных панелей $P_{Г2}$.

Вывод выражения для определения целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии.

Отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{отп}}$:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{ср}} \cdot T, \quad (3.2)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение,

$I_{\text{ср}}$ – переданный средний ток через элемент за время T ;

Коэффициент формы графика нагрузки K_{ϕ}^2 :

$$K_{\phi}^2 = \frac{I_i^2 \cdot \Delta t_i}{I_{\text{ср}}^2 \cdot T}, \quad (3.3)$$

где I_i^2 – значения тока за время Δt , $I_{\text{ср}}^2$ – переданный средний ток через элемент за период T ;

$$I_i^2 = (I_{нагр i} - I_{сг i})^2 \quad (3.4)$$

где $I_{сг i}$ – ток солнечной генерации (в точке 5), $I_{нагр i}$ – ток нагрузки (в точке 6).

Выражение для целесообразной генерации солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в соответствии с выражениями (2.19), (3.2), (3.3) (3.4) запишется в виде;

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_H}{\mathcal{E}_{отп}} = \frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i})^2 \cdot \Delta t_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ср} \cdot T}, \quad (3.5)$$

Для определения оптимального отключаемого тока солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$) возьмем производную от формуле (3.5) по току солнечной генерации $I_{сг i}$:

$$\frac{\partial \frac{\Delta \mathcal{E}_H}{\mathcal{E}_{отп}}}{\partial I_{сг i}} = \frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \left[\frac{\partial}{\partial I_{сг i}} \left(\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i})^2}{I_{ср}} \right) \right]}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T}, \quad (3.6)$$

Приравняем нулю формулу (3.6) и упрощаем:

$$\frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \frac{\partial}{\partial I_{сг.откл}} \left[\frac{\sum_{i=0}^T [I_{нагр i} - (I_{сг i} - I_{сг.откл i})]^2 \cdot \Delta t_i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - (I_{сг i} - I_{сг.откл i}))} \right]}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T} = 0$$

$$\frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \frac{\partial}{\partial I_{сг.откл}} \left[\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t_i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})} \right]}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T} = 0$$

Так как $\frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T} \neq 0$, тогда

$$\left[\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t_i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})} \right] = 0$$

$$\frac{\left[2 \cdot \sum_{i=j}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \cdot \Delta t i \cdot \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) - \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i \cdot T_{откл} \right]}{\left[\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \right]^2} = 0$$

так как $I_{ср}^2 = \left[\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \right]^2 \neq 0,$

тогда

$$\left[2 \cdot \sum_{i=j}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \cdot \Delta t i \cdot \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) - \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i \cdot T_{откл} \right] = 0$$

$$\frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} (I_{нагр i} - I_{сг i}) + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \right] \cdot \left[\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i}) + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \right] - \left[\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i})^2 + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \cdot T_{откл} \right] \cdot \Delta t i = 0$$

$$I_{нагр i} + I_{сг i} = I_{нагр \Sigma i} \Rightarrow \text{тогда}$$

$$\frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \right] - \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \cdot T_{откл} \right] \cdot \Delta t i = 0$$

$$\left[\frac{2}{T} - T_{откл} \right] \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 + \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} - \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] = 0$$

$$\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} = I_{сг.откл i} \Rightarrow \text{тогда}$$

$$\left[\frac{2}{T} - T_{откл} \right] \cdot I_{сг.откл i}^2 + \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] \cdot I_{сг.откл i} - \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] = 0$$

где $a = \frac{2}{T} - T_{откл};$

$T_{откл}$ - время отключения солнечных панелей;

$$b = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right];$$

T - количество часов в сутках;

$I_{нагр \Sigma i}$ - сумма нагрузочных токов (в точке 4). $I_{нагр \Sigma i} = I_{нагр i} - I_{сг i}$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right];$$

$$a \cdot I_{сг.откл.сг}^2 + в \cdot I_{сг.откл.сг} + c = 0 \quad (3.7)$$

Решая уравнение (3.7), получим оптимальный отключаемый ток солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$):

$$I_{опт.откл.сг} = \frac{-в \pm \sqrt{в^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}; \quad (3.8)$$

Определим для нашего примера:

$$a = \frac{2}{T} - T_{откл} = \frac{2}{24} - 9 = -8,917$$

$$в = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} \cdot I_{нагр\Sigma i} + \sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i} \right] = \frac{2}{24} \cdot [95,57 + 281,76] = 31,44$$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} \cdot I_{нагр\Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i} \right] = \left[3732,75 - \frac{2}{24} \cdot 95,57 \cdot 281,76 \right] = 1488,77$$

Используя формулу (3.8) определим оптимальный отключаемый ток солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$):

$$I_{опт.откл.сг} = \frac{-31,44 \pm \sqrt{31,44^2 - 4 \cdot (-8,917) \cdot 1488,77}}{2 \cdot (-8,917)} = 11,3 \text{ A}$$

Согласно расчетов оптимальный отключаемый ток солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$) в выходной день (31.07.16 г.) составил $I_{опт.откл.сг} = 11,3 \text{ A}$.

Согласно таблица 3.2, ток одной солнечной панели равняется $I_{п} = 0,319 \text{ A}$. Исходя из этого, количество отключаемых солнечных панелей будет составлять 36 штук. ($11,3 \div 0,319 = 35,423$ штук). При отключении 36 штук солнечных панелей их сумма токов равняется 11,484 А. ($36 \cdot 0,319 = 11,484 \text{ A}$)

Мощность отключаемых солнечных панелей составит:

$$P_{сг} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{опт.откл.сг} = 1,732 \cdot 0,38 \cdot 11,484 = 7,55 \text{ кВт} \quad (3.9)$$

Следовательно в выходные дни, согласно формуле (3.9) мы должны отключить 36 штук солнечных панелей, мощностью 7,55 кВт.

Для верификации предлагаемого метода расчета (оптимального отключаемого тока солнечных панелей) и подтверждения корректности результата расчета оптимального отключаемого тока солнечных панелей ($I_{\text{опт.откл.сг}}$), были проведено регулирование (уменьшение) солнечной генерации в выходные дни "вручную". Результаты регулирования "вручную" для выходного дня (31-июля) приведены в таблице П.В.1.

Как было отмечено выше, основная выработка солнечной генерации наблюдается в интервале с 8 часов утра до 16 часов вечера, поэтому отключение солнечных панелей производилось только в этом интервал. Оптимальное регулирование солнечной генерации для каждого часа составило 7,6 кВт.

В таблице 3.6 приведено сопоставление относительных потери электроэнергии в точке 4 до отключения части солнечных панелей и после.

Таблица 3.6 — Относительные потери электроэнергии в точке 4 (рисунок 3.1)

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	Фактические	После отключения части солнечных панелей на основе разработанной методики
31.07.16	0,86	0,188

Из таблицы 3.6 видно, что значение относительных потерь электроэнергии, после отключения части солнечных батарей уменьшилось в 4,57 раза.

Таким образом, для снижения относительных потерь электроэнергии в выходной день в исследуемой сети необходимо отключить 36 штук солнечных панелей с 8 часов до 16 часов.

Для обобщения результатов были проведены были проведены вариационные расчеты для определения целесообразной солнечной генерации следующим образом:

Вариация-1- при фактическом графике нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учёта солнечной генерации (таблица П.В.2);

Вариация-2- при увеличении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учета солнечной генерации (таблица П.В.3);

Вариация-3- при увеличении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (таблица П.В.4);

Вариация-4- при увеличении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (отключение солнечных панелей для каждого часа на 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера) (таблица П.В.5);

Вариация-5 - при уменьшении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учета солнечной генерации (П.В.6);

Вариация-6 - при уменьшении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (таблица П.В.7);

Вариация-7 - при уменьшении в два раза нагрузки в точке-4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (отключение солнечных панелей для каждого часа на 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера) (таблица П.В.8);

Результаты расчетов коэффициента формы графика нагрузки K^2_{ϕ} при каждой вариации согласно формуле (2.14), и среднего тока I_{cp} приведены в таблице 3.7.

Используя исходные данные (таблица 3.7) для каждой вариации, потери электроэнергии в точке 4 были рассчитаны методом средних нагрузок по формуле (2.19). Результаты приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 — Исходные данные для расчета потерь электроэнергии в точке 4 31.07.2016 г. и их результаты.

Вариация № п/п	K^2_{ϕ}	I_{cp}, A	Относительные потери электроэнергии %
1	1,063	16,401	0,359
2	1,063	32,802	0,71
3	1,09	44,752	1,07
4	1,066	40,421	0,94
5	1,063	8,20	0,179
6	1,412	20,15	0,675
7	1,259	15,819	0,490

Из таблицы 3.7 видно, что при вариации-1 значение относительных потерь электроэнергии в точке- 4 равно 0,359 %. Так как в формуле (2.19) средний ток равен квадрату, соответственно при вариации-2 значение относительных потерь электроэнергии в точке -4 увеличилось в два раза и составило 0,71 %, по отношению к вариации-1, что вполне ожидаемо.

Из таблица 3.7 видно, что при вариации- 3, значение K^2_ϕ и I_{cp} в точке-4 увеличивались, соответственно при формуле (2.19), при увеличении K^2_ϕ и I_{cp} значение относительных потери увеличивается, при этом в вариации-3 относительные потери электроэнергии в точке-4 равны 1,07 %, и в 1,5 раз стали больше по сравнению с вариацией-2.

Относительные потери электроэнергии при вариации-4 в точке-4 составляют 0,94 %, по отношению вариации-3 уменьшаются на 0,13%, причиной чего является отключение солнечных панелей для каждого часа на 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера.

При вариации-5 значение составило $I_{cp} = 8,2$ А, то есть два раза меньше по отношению вариации-1. При этом значение относительных потерь в точке- 4 составило 0,179% что два раза меньше по отношению вариации-1, что вполне ожидаемо.

При вариации-6 наблюдается рост коэффициента формы графика нагрузки $K^2_\phi = 1,41$ в точке-4., причиной который является обратный переток мощности от потребителя в энергосистему. Поэтому при вариации -6 наблюдался существенный рост относительных потерь электроэнергии в точке-4 , за счет уменьшения объема передаваемой электроэнергии по линии, так и за счет увеличения коэффициента формы.

Относительные потери электроэнергии при вариации-7 в точке-4 составляют 0,490 %, по отношению вариации-6 уменьшаются на 0,185%, причиной чего является отключение солнечных панелей для каждого часа на 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера.

Используя формулу (3.8), определим величину оптимального отключаемого тока солнечной генерации ($I_{opt.откл.сг}$) при увеличении тока нагрузки в 2 раза **(вариации – 4)**

$$I_{opt.откл.сг} = \frac{-e \pm \sqrt{e^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} = \frac{-43,42 \pm \sqrt{43,42^2 - 4 \cdot (-8,917) \cdot 13185,49}}{2 \cdot (-8,917)} = 36,096 A$$

В свою очередь;

$$a = \frac{2}{T} - T_{откл} = \frac{2}{24} - 9 = -8,917$$

$$e = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр\Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i} \right] = \frac{2}{24} \cdot [38,349 + 482,727] = 43,42$$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} \cdot I_{нагр\Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i} \right] = \left[14728,165 - \frac{2}{24} \cdot 38,349 \cdot 482,727 \right] = 13185,49$$

Согласно расчетам оптимальный отключаемый ток солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$) составил $I_{опт.откл.сг}=36,096$ А, что составляет 123 штуки солнечных панелей. Мощность отключаемых солнечных панелей по выражению (3.17) составит 23,72 кВт.

Следовательно, при увеличении тока нагрузки в 2 раза необходимо будет 113 солнечных панелей, мощностью 23,72 кВт.

Аналогичные расчеты сделаем при уменьшении тока нагрузки в 2 раза:

$$a = \frac{2}{T} - T_{откл} = \frac{2}{24} - 9 = -8,917$$

$$e = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} \cdot I_{нагр\Sigma i} + \sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i} \right] = \frac{2}{24} \cdot [161,74 + 221,3765] = 31,926$$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} \cdot I_{нагр\Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T \cdot I_{нагр\Sigma i} \right] = \left[3388,538 - \frac{2}{24} \cdot 161,74 \cdot 221,376 \right] = 404,75$$

$$I_{опт.откл.сг} = \frac{-e \pm \sqrt{e^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} = \frac{-31,926 \pm \sqrt{31,926^2 - 4 \cdot (-8,917) \cdot 404,75}}{2 \cdot (-8,917)} = 5,18 А$$

Согласно расчетам оптимальный отключаемый ток солнечных генераций ($I_{опт.откл.сг}$) при **вариации -7** в 31.07.16 г. составил $I_{опт.откл.сг}=5,18$ А.

Получаем, что необходимо отключить 16 солнечных панелей суммарной мощностью 3,35 кВт.

Исходя из расчетов, стало известно, что при увеличении тока в 2 раза (**вариации - 4**), согласно расчетам оптимальный отключаемый ток солнечной генерации ($I_{опт.откл.сг}$) составил $I_{опт.откл.сг}=36,096$ А. Следовательно при увеличении тока нагрузки в 2 раза необходимо будет отключить 113 солнечных панелей, мощностью 23,72 кВт, что в полне ожидаемо. При уменьшении тока в 2 раза (**вариации - 7**) оптимальный отключаемый ток солнечных генераций ($I_{опт.откл.сг}$) составил $I_{опт.откл.сг}=5,18$ А. В этом случае необходимо отключить 16 солнечных

панелей суммарной мощностью 3,35 кВт. Оптимальные отключаемые токи солнечных генераций ($I_{opt.откл.сг}$) при проведенных вариационных расчетов, показал, что разработанный новый метод для определения оптимального отключаемого тока солнечной генерации ($I_{opt.откл.сг}$) соответствует оригиналу и может использоваться для определения оптимального отключаемого тока солнечной генерации ($I_{opt.откл.сг}$) при любых объектах и мощностях.

Вывод по третьей главе

1. В результате проведенных измерений получены усредненные графики нагрузки объектов здравоохранения до и после подключения распределенной солнечной генерации.

2. В рабочие дни подключение к шинам 380 В потребителя солнечных панелей приводит к сглаживанию графика нагрузки питающей энергосистемы. В выходные дни, когда нагрузка потребителя уменьшается и становится сопоставимой с мощностью генерируемой солнечными панелями, происходит существенный рост неравномерности суточного графика нагрузки.

3. Подключение распределенной солнечной генерации может приводит к росту относительных потерь электроэнергии за счет, с одной стороны уменьшения объема передаваемой электроэнергии и увеличения вклада условно-постоянных потерь в суммарные потери, с другой стороны роста коэффициента формы графика нагрузки из-за увеличения неравномерности графика нагрузки. Таким образом, непосредственное подключение солнечной генерации к распределительной сети может приводить к снижению энергоэффективности электросетевой компании за счет роста потерь электроэнергии в относительных единицах от отпуска электроэнергии в сеть.

4. Разработана методика определения целесообразной мощности солнечных панелей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии, на основе которой определена рациональная мощность солнечных панелей при вариации исходных данных.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

4.1 Анализ потерь электроэнергии в городских электрических сетях

г. Душанбе (Республика Таджикистан)

Распределительные электрические сети 6-10 кВ.

На основе разработанной в П.2.3 расчетной модели распределительных электрических сетей и проведенных расчетов (таблица 2.7) рассмотрим динамику технических потерь в фидере № 35 подстанции Вахдат-110/6 кВ в разрезе 2016 г. На рисунках 4.1 и 4.2 приведена соответствующая динамика абсолютных и относительных технических потерь, и их составляющих.

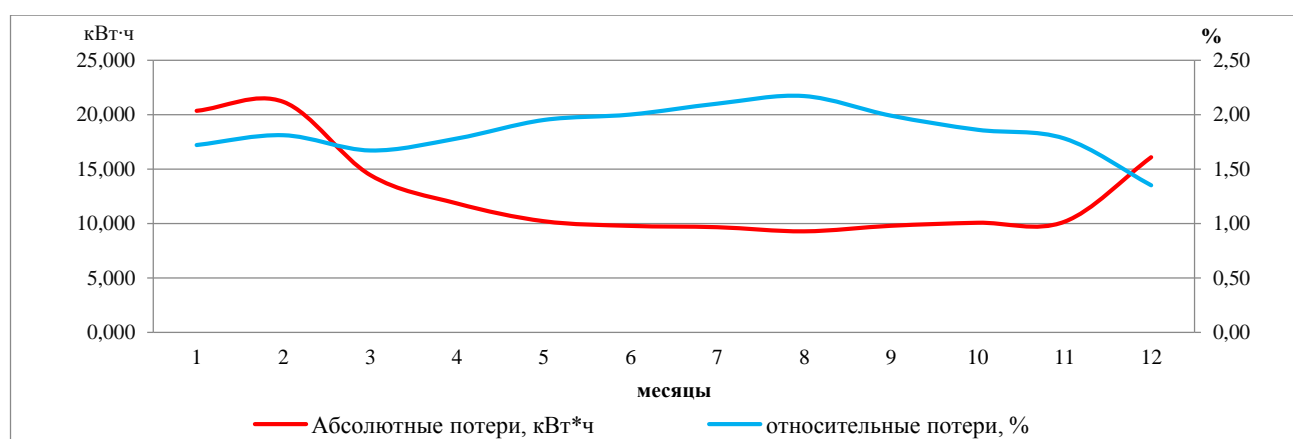


Рисунок 4.1. Динамика потерь электроэнергии в фидер №35 в за 2016 г

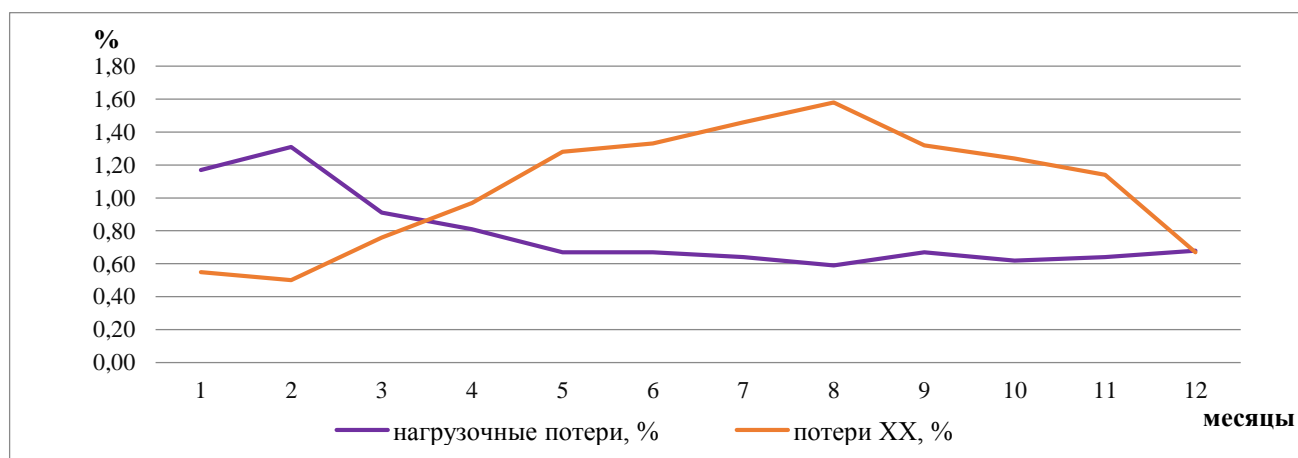


Рис.4.2 Соотношение нагрузочных и условно постоянных (потерь холостого хода в трансформаторах) потерь электроэнергии в фидер №35 по месяцам за 2016 г

Из рисунков 4.1 и 4.2 очень хорошо видно, как уровень загрузки трансформаторов в летний период стремительно снижается, что приводит к относительному увеличению потерь холостого хода.

Поэтому в структуре потерь электроэнергии в трансформаторах рассматриваемого фидера доминирует потери холостого хода, которые составляют в годовом разрезе 92%.

Для выявления причин такой нетипичной динамики был проведен анализ структуры нагрузки рассматриваемого фидера (фидер №35 подстанции Вахдат-110/6 кВ), который показал, что 90 % потребителей составляет бытовая нагрузка (население). Это объясняет относительную равномерность электропотребления в течение недели (относительное потребление в выходные дни по отношению к рабочим дням по результатам расчетов в фидере №35 (подстанции Вахдат-100/6 кВ) составляет $K_w = 0,88$ см. П.2.3) и большую неравномерность в годовом разрезе (как следует из рисунков. 4.1 и 4.2 электропотребление в летний период снижается, в зимний - увеличивается) из-за большого влияния температуры окружающей среды и продолжительности светового дня на электропотребление домохозяйств [138].

В ходе анализа результатов потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ г. Душанбе в целом было выявлено, что большинство трансформаторов 6-10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях сильно недогружены: максимальный коэффициент загрузки не превышает 0,5, а в среднем составляет около 30 %.

Повышение энергоэффективности сетевой компании при такой низкой загрузке трансформаторов может быть обеспечена только в случае значительного снижения потерь холостого хода.

Высоковольтные электрические сети 35-110 кВ.

Как следует из таблицы 2.1, структура потерь электроэнергии на напряжении 35–110 кВ (отношение нагрузочных и условно-постоянных – 80 % : 20 %) практически сопоставима с российской (72 % : 28 %). Анализ результатов расчета потерь электроэнергии по разработанной расчетной модели показал, что

причинами высокого уровня нагрузочных потерь в высоковольтных городских электрических сетях г. Душанбе в сравнение с распределительными электрическими сетями является большая протяженность некоторых линий электропередачи таких как (Л-9Н-2, Л-9Д-2, Л-ОВС, Л-СВ, Л-НЗ, Л-ДЗ-1) и наличие транзита мощности через высоковольтные городские сети г. Душанбе от основных источников энергии энергосистемы Республики Таджикистан, находящихся в южной части республики в центральные и северные регионы, в которых сосредоточены основные потребители электроэнергии.

Таким образом, в результате проведенного исследования получено, что для выявления очагов потерь и оценке влияния транзитов мощности через высоковольтные электрические сети г. Душанбе необходимо:

- выстроить систему технического учета электроэнергии для получения необходимых данных для использования более точных методов расчета потерь электроэнергии - метода средних нагрузок или метода расчетных суток;

- сформировать базу данных по всему электрооборудованию подстанции для расчета потерь электроэнергии в нем.

4.2. Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10 кВ г. Душанбе Республики Таджикистан и оценка их эффективности

Для снижения потерь электроэнергии разработано множество мероприятий [139-141], однако их единой классификации до сих пор нет. Все мероприятия можно разделить на две большие группы которые приведены на рисунок 4.3.

2) *по совершенствованию системы учета электроэнергии.* К этой группе относят и мероприятия по снижению коммерческих потерь, поскольку основное направление снижения коммерческих потерь — это совершенствование учета отпущенной в сеть и полезно отпущенной потребителям электроэнергии. Внутри этой группы также можно выделить как технические мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, так и организационные мероприятия.



Рисунок. 4.3 Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Но целесообразнее эти мероприятия разделить на две другие группы:

совершенствование учета электроэнергии и метрологического обеспечения измерений;

совершенствование организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии.

К *организационным мероприятиям* относят:

оптимизацию режимов работы электрических сетей по напряжению и реактивной мощности;

оптимизацию рабочих схем сетей и состава включенного оборудования: выбор мест размыкания замкнутых сетей, перераспределение нагрузок между подстанциями, отключение в режиме малых нагрузок части параллельно включенного оборудования;

выравнивание загрузки фаз линий;

совершенствование уровня технического обслуживания электрических сетей;

снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

К *техническим мероприятиям с целевым эффектом* снижения потерь относят мероприятия, связанные с установкой дополнительного оборудования снижения потерь:

компенсацию реактивной мощности;

регулирование потоков мощностей в замкнутых сетях с помощью установки устройств продольной компенсации и регулировочных трансформаторов;
установку устройств РПН на силовых трансформаторах.

К *техническим мероприятиям с сопутствующим эффектом* снижения потерь относят мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей, обеспечивающие снижение потерь, такие как:

замена действующих перегруженных трансформаторов и проводов линий электропередачи;

строительство разукрупняющих линий и подстанций;

повышение номинального напряжения сети.

Доля коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях Республики Таджикистан очень высока, но в связи с отсутствием данных о электрических сетях 0,4 кВ Республики Таджикистан коммерческие потери электроэнергии не оценивались.

Из рисунок 4.1 и 4.2 очень хорошо видно, как уровень загрузки трансформаторов в летний период стремительно снижается, что приводит к увеличению относительных потерь холостого хода.

Как было показано выше (на рисунок 2.7), в структуре потерь электроэнергии в трансформаторах рассматриваемого фидера доминирует потери холостого хода, который составляет- 92%.

Исходя из вышеперечисленных проблем, были предложены следующие мероприятия по сокращению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях **6-10/0,4 кВ** г. Душанбе Республики Таджикистан.

1) Организационные мероприятия:

- ✓ выпуск новые методические указание и стандарты по расчету технических потерь электроэнергии;
- ✓ выпуск организационно-распорядительных документов, устанавливающих ответственность подразделений за те или иные составляющие потерь и за проведение мероприятий по их снижению в установленные планом сроки;

- ✓ разработка системы стимулирования персонала к снижению потерь электроэнергии;
- ✓ введение системы контроля за проведением работ по снижению потерь электроэнергии и соответствующей системы их учета и анализа;

Необходимо в первую очередь разработать мероприятия для снижения потери холостого хода трансформаторов 6-10/0,4 кВ. в распределительных электрических сетях 6,10,0,4 кВ г. Душанбе Республики Таджикистан. Для это предлагаются к внедрению следующие технические мероприятия:

1. Перемещение трансформаторов с одних ТП на другие с целью нормализации их загрузки;
2. Применение энергоэффективных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали с пониженным уровнем потерь холостого хода при простроении новых распределительных электрических сетей или при замене изношенных трансформаторов.

В настоящее время применение аморфных материалов для изготовления магнитопроводов — наиболее перспективное направление энергосбережения применительно к распределительным трансформаторам.

Практически все электромагнитные, механические и потребительские свойства аморфной стали превосходят аналогичные для традиционной анизотропной электротехнической стали [142]. Соответственно стоимость распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали примерно на 20-30% выше стоимости трансформаторов, изготовленных из традиционной электротехнической стали.

В фидере № 35 (подстанции Вахдат-110/6 кВ) более 53% трансформаторов составляют трансформаторы типа ТМ-1000 кВА (таблица П.Б.12).

В таблице 4.1 приведены сравнительные данные масляного трансформатора 1000 кВА фирмы Hitachi с магнитопроводами из обычной электротехнической трансформаторной стали и с магнитопроводами из аморфной стали. Таким образом, при большей на 10 % стоимости трансформатора с магнитопроводами из

аморфной стали обеспечивают существенное снижение потерь холостого хода. Энергоэффективность ($K_{эфф}$) трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали существенно выше, чем у трансформаторов традиционного исполнения в зоне малых нагрузок [106].

Таблица 4.1 — Сравнительные данные масляных трансформаторов мощностью 1000 кВА

Характеристики	Материал магнитопровода	
	(электротехническая сталь)	(аморфная сталь)
Потери холостого хода. $\Delta P_{х.х}$, Вт	1212	315
Потери короткого замыкания $\Delta P_{к.з}$, Вт	10 800	10 600
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 100% загрузке, Вт	12012	10 945
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 50% загрузке, Вт	3912	2965
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 30% загрузке, Вт	2184	1269

Оценим эффективность дополнительных капиталовложений в трансформаторы из аморфной стали при построении новых и модернизации существующих электрических сетей. Стоимость потерь электроэнергии в Республики Таджикистан составляет 0,1685 сомони за 1 кВт·ч [48]. Стоимость трансформаторов на российском рынке переводилась в национальную валюту сомони. Стоимость потерь электроэнергии за год в традиционных трансформаторах и трансформаторах из аморфной стали в зависимости от коэффициента загрузки приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 — Сравнительный анализ эффективности трансформаторов типа ТМ-1000/10 и ТМГАМ 1000/10

тип трансформатора	Коэффициент загрузки K_3	стоимость трансформатора, сомони	стоимость годовых потерь электроэнергии, сомони	стоимость потерь электроэнергии за срок службы 30 лет, сомони	сумма стоимости трансформатора и потерь электроэнергии за срок службы, сомони
ТМ 1000/10	0,5	53 376	5 756,63	172699,02	226 075
	0,3	53 376	3 206,00	96180,0696	149 557
ТМГАМ 1000/10	0,5	57 435	4 376,52	131295,537	188 730
	0,3	57 435	1 873,12	56193,6042	113 628

Для традиционных трансформаторов ТМ 1000/10 при коэффициенте загрузки 0,5 (таблица 4.2.) стоимость годовых потерь составляет 5756,63 сомони при розничной цене трансформатора — 53376 сомони, т.е. стоимость годовых потерь составляет 10,74% от стоимости трансформатора. За 30 лет стоимость потерь электроэнергии превзойдет цену трансформатора в 3,2 раз. Разница стоимости годовых потерь трансформаторов ТМ 1000/10 и ТМГАМ 1000/10 составляет:

– при $K_3 = 0,5$:

$$5756,63 - 4376,52 = 1380,12 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

или в процентах $\frac{5756,63 - 4376,52}{5756,63} \cdot 100\% = 23,97\%$

– при $K_3 = 0,3$:

$$3206,00 - 1873,12 = 1332,88 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

или в процентах $\frac{3206,00 - 1873,12}{3206,00} \cdot 100\% = 41,57\%$

За нормативный срок службы трансформаторов 30 лет экономический эффект от использования трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали составит (таблица 4.2):

– при $K_3 = 0,5$:

$$1380,12 \cdot 30 = 41403,483 \text{ сомони}$$

– при $K_3 = 0,3$:

$$1332,88 \cdot 30 = 39986,465 \text{ сомони}$$

Срок окупаемости трансформаторов из аморфной стали по отношению к традиционным трансформаторам составит:

– при коэффициенте загрузке 0,5:

$$T_{\text{ок}} = \frac{57435 - 53376}{5756,63 - 4376,52} = 2,94 \text{ лет}$$

– при коэффициенте загрузке 0,3:

$$T_{\text{ок}} = \frac{57435 - 53376}{3206,00 - 1873,12} = 3,04 \text{ лет}$$

Таким образом применение трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали в новых и модернизируемых электрических сетях с потребителями, нагрузка которых значительно меняется в течение года, экономически эффективно.

Поскольку анализ результатов показал, что максимальный коэффициент загрузки трансформаторов ТМ-1000/6 не превышает $K_3=0,5$, то оценим эффективность их замены на трансформаторы ТМГАМ-630/6 и ТМГАМ-400/6.

Стоимость потерь электроэнергии за год в существующих трансформаторах ТМ-1000/6 и в новых трансформаторах ТМГАМ-630/6 и ТМГАМ-400/6 из аморфной стали в зависимости от коэффициента загрузки приведена в таблица 4.3.

Таблица 4.3 — Сравнительный анализ эффективности трансформаторов типа ТМ-1000/6 и ТМГАМ 630/6 и ТМГАМ 400/6

тип трансформатора	$K_{загр}$	стоимость трансформатора, сомони	стоимость годовых потерь, сомони	стоимость потерь за срок службы 30 лет, сомони	сумма стоимости трансформатора и стоимости потерь за срок службы, сомони
ТМ 1000/6	0,5	-	5756,63	172699,02	-
ТМГАМ -630/6	0,79	46036	7691,45	230743,60	276780
ТМ 1000/6	0,3	-	3206,001	96180,06	-
ТМГАМ -400/6	0,75	33850	1902,64	57079,24	90929

Разница стоимости годовых потерь трансформаторов ТМ 1000/6 при ($K_3=0,5$) и ТМГАМ 630/6 при ($K_3=0,79$) составляет (таблица 4.3):

$$5756,63 - 7691,45 = -1934,82 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что замена трансформаторов ТМ 1000/6 при ($K_3=0,5$) на трансформаторов ТМГАМ 630/6 при ($K_3=0,79$) приведет к убытку. Стоимости годовых потерь электроэнергии увеличивается на 1934,82 кВт·ч/ год.

Разница стоимости годовых потерь трансформаторов ТМ 1000/6 при ($K_3=0,3$) и ТМГАМ 400/6 при ($K_3=0,75$) составляет (таблица 4.3):

$$3206,00 - 1902,64 = 1303,36 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

или в процентах $\frac{3206,00 - 1902,64}{3206,00} \cdot 100\% = 40,65\%$

Таким образом, за нормативный срок службы трансформаторов 30 лет экономический эффект от замены трансформаторов ТМ-1000/6 с $K_3=0,3$ на трансформаторы ТМГАМ-400/6 составит:

Несмотря на небольшой экономический эффект необходимо учитывать, что существующие трансформаторы ТМ-1000/6 уже частично выработали свой ресурс в отличие от новых трансформаторов ТМГАМ-400/6. Поэтому фактический экономический эффект будет выше.

4.3 Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях ОАО «Пенджикентские ЭС»

Республики Таджикистан

В таблице 1.3 (пункт 1.4) были проведены приведены технические (нагрузочные и условно-постоянные) потери электроэнергии в электрических сетях 35-500 кВ (ОАХК) «Барки Точик» и по отдельным предприятиям электрических сетей. Как следует из таблицы 1.3 в высоковольтных электрических сетях наблюдается обратная картина: среди технических потерь наибольшие потери приходятся на нагрузочные в ЛЭП. При этом они наибольшие в ОАО «Пенджикентские гор. ЭС» и составляют -85,22 %.

Исходя из этого, в качестве объекта исследования в данном пункте были выбраны ОАО «Пенджикентские гор. ЭС»

Среди высоковольтных воздушных линий электропередач (ВЛЭП) 35-110 кВ ОАО «Пенджикентские гор. ЭС» ВЛЭП «Л-110 кВ «Рудаки» является основной ВЛЭП. Вся система электроснабжения ОАО «Пенджикентские гор. ЭС» берет питание от этой линии.

В таблице 4.4 приведены исходные данные ВЛЭП «Л-110 кВ Рудаки» [143,144].

Таблица 4.4 — Исходные данные ВЛЭП «Л-110 кВ Рудаки»

Наименование ЛЭП	Диспетчерское название	Марка провода	Длина, км	Удельное активное сопротивление r_0 Ом/км	Количество цепей	Год эксплуатации
ЛЭП-110 кВ «Рудаки»	ЛР-110-1	АС-120/19	95,3	0,244	1	1965

На рисунке 4.4 приведен суточный график тока в «Л-110 кВ Рудаки» за 01.01.2016 г. [144,145]. Для остальных дней 2016 года имеется такая же информация.

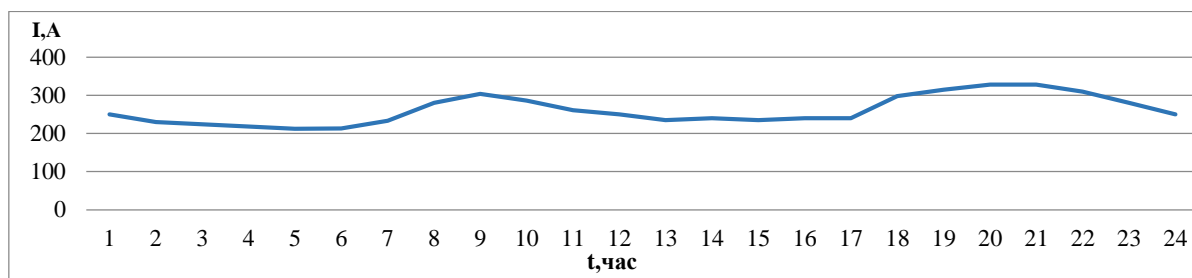


Рисунок 4.4 Суточный график ток в «Л-110 кВ Рудаки» за 01.01.2016 г

Определим среднюю плотность тока в ВЛЭП «Л-110 кВ «Рудаки» за 01.01.16 г.:

$$j_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{ср}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{260,83}{120} = 2,173$$

где $I_{\text{ср}}$ —средний ток в ВЛЭП «Л-110 кВ «Рудаки» в 01.01.16 г.

Получаем, что средняя плотность тока равна 2,173, то есть существенно больше единицы. Это говорит о том, что данная линия является перегруженной. В связи с этим далее исследуется ВЛЭП «Л-110 кВ Рудаки».

Имеющаяся информация по нагрузке линии однозначно позволяет рассчитать потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» методом оперативных расчетов (2.1) [108,115].

Рассчитывая потери электроэнергии за каждый час каждого дня 2016 года, суммарные значения ежемесячных потерь электроэнергии за 2016 года приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 года млн кВт·ч (при марки провода АС-120/19)

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
3,197	3,326	3,055	2,770	2,145	2,341	2,570	2,212	1,997	2,242	3,021	4,222	33,102

Повышение энергоэффективности сетевой компании при таких высоких потерях электроэнергии в ВЛЭП может быть обеспечено заменой проводов. Поэтому можно предложить следующее мероприятие по снижению потерь электроэнергии в ВЛЭП «Л-110 кВ «Рудаки в ОАО «Пенджикентские гор. ЭС» Республики Таджикистан: замена существующего провода марки АС-120/19 в «Л-110 кВ Рудаки» на новый провод марки АС- 240/32.

Результаты расчетов потерь электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» при проводе марки АС-240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 года млн кВт·ч (при марки провода АС-240/32)

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
1,546	1,608	1,477	1,339	1,0375	1,132	1,243	1,069	0,965	1,084	1,461	2,042	16,008

После замены существующего провода марки АС-120/19 в «Л-110 кВ Рудаки» на провод марки АС-240/32 потери электроэнергии за год снизятся на **17,094 млн кВт·ч./год.**

$$33,102 - 16,008 = 17,094 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч.} / \text{год.}$$

или в процентах $\frac{33,102 - 16,008}{33,102} \cdot 100\% = 51,6\%$

Согласно [48] в Республики Таджикистан стоимость потерь электроэнергии ($c_{эт}$) составляет 0,1685 сомони за 1 кВт·ч.

Определим ежегодный доход при замене провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки».

$$D_t = \delta(\Delta W)_t \cdot c_{эт} = 17,094 \cdot 0,1685 = 2,880 \text{ млн.сомони} / \text{год}$$

За нормативный срок службы провода АС-240/32 45 лет экономический эффект от его использования составляет:

$$2,880 \cdot 45 = 129,6 \text{ млн.сомони}$$

Оценим эффективность дополнительных капиталовложений при замене провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки».

Удельная стоимость новых проводов марки АС-240/32 на 1 км с учетом доставки, на российском рынке переводилась в национальную валюту СОМОНИ и составила 82800 сомони / 1км.

Стоимость новых проводов марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки» длиной 95,3 км:

$$K_{\text{ЛЭП-110кВ}} = 82800 \cdot 95,3 = 7,890 \text{ млн. сомони}$$

Согласно [2], монтажные и демонтажные работы в ВЛЭП-110 кВ составляют 30% от стоимости проекта для замены проводов.

$$K_{\text{демонтаж-110кВ}} = 7,890 \cdot 0,30 = 2,367 \text{ млн. сомони}$$

$$K_{\text{монтаж-110кВ}} = 7,890 \cdot 0,30 = 2,367 \text{ млн. сомони}$$

Сумма затрат на замену проводов марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки» с учетом монтажных и демонтажных работ.

$$K_{\text{сумма-110кВ}} = K_{\text{ЛЭП-110кВ}} + K_{\text{монтаж-110кВ}} + K_{\text{демонтаж-110кВ}} = 7,890 + 2,367 + 2,367 = 12,624 \text{ млн. сомони}$$

Определим интегральный срок окупаемости замены провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки».

$$T_{\text{ок}} = \frac{\ln\left(1 - E \frac{K_{\text{сумма-110кВ}}}{Dt}\right)}{\ln(1+E)} = \frac{\ln\left(1 - 0,1 \frac{12,624}{2,880}\right)}{\ln(1+0,1)} = 6,05 \text{ лет}$$

Полученное значение интегрального срока окупаемости достаточно мало (меньше 10 лет), что говорит об эффективности данного мероприятия.

Для оценки влияния величины нагрузки линии на срок окупаемости замены проводов, были проведены два вариационных расчета:

Вариация -1 при увеличении нагрузки в полтора раза от фактической: Результаты расчетов потерь приведены в таблица 4.7 и 4.8.

Вариация -2 при уменьшении нагрузки в полтора раза от фактической: Результаты расчетов приведены в таблица 4.9 и 4.10.

Таблица 4.7 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марки провода АС-120/19) при **Вариации -1**.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
7,195	7,484	6,874	6,232	4,827	5,267	5,783	4,814	4,493	5,046	6,797	9,500	74,318

Таблица 4.8 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марке провода АС-240/32) при **Вариации -1**.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
3,489	3,619	3,324	3,014	2,334	2,547	2,796	2,328	2,173	2,440	3,287	4,594	35,950

После замены существующего провода марки АС-120/19 в «Л-110 кВ Рудаки» на провод марки АС-240/32 при **Вариации -1**, потери электроэнергии за год снизятся на **38,368 млн кВт·ч./год**.

Интегральный срок окупаемости замены провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки» при **Вариации -1** составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\ln\left(1 - E \frac{K_{\text{сумма-110кВ}}}{D_t}\right)}{\ln(1 + E)} = \frac{\ln\left(1 - 0,1 \frac{12,624}{38,368 \cdot 0,1685}\right)}{\ln(1 + 0,1)} = 2,27 \text{ лет}$$

Полученное значение интегрального срока окупаемости 2,27 год при **Вариации -1**, стало меньше чем при фактической нагрузке, что вполне ожидаемо.

Таблица 4.9 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марке провода АС-1200/19) при **Вариации -2**

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
1,436	1,478	1,357	1,237	0,957	1,050	1,159	0,983	0,890	0,996	1,342	1,881	14,773

Таблица 4.10 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марке провода АС-1200/19) при **Вариации -2**

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
0,694	0,715	0,656	0,598	0,463	0,507	0,560	0,475	0,430	0,482	0,649	0,910	7,144

После замены существующего провода марки АС-120/19 в «Л-110 кВ Рудаки» на провод марки АС-240/32 при **Вариации -2**, потери электроэнергии за год снизятся на **7,629 млн кВт·ч./год.**

Интегральный срок окупаемости замены провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки» при **Вариации -2** составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\ln\left(1 - E \frac{K_{\text{сумма-110кВ}}}{\Delta t}\right)}{\ln(1 + E)} = \frac{\ln\left(1 - 0,1 \frac{12,624}{7,629 \cdot 0,1685}\right)}{\ln(1 + 0,1)} = 42,38 \text{ лет}$$

Полученное значение интегрального срока окупаемости 42,38 лет при **Вариации -2** в 4 раза больше 10 лет, что говорит о неэффективности данного мероприятия, а также стало в семь раз больше чем при фактической нагрузке, что вполне ожидаемо.

Поскольку уменьшение нагрузки существенно влияет на значение срока окупаемости, то было принято решение определить значение нагрузки, при котором фактический срок окупаемости составит граничное значение 10 лет.

Проведенные расчёты показали, что срок окупаемости составит 10 лет при уменьшении нагрузки на 15% от фактической.

Для подтверждения полученного результата в таблицах 4.11 и 4.12 приведены результаты расчета потерь электроэнергии при уменьшение нагрузки на 15 % от фактической.

Таблица 4.11 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марке провода АС-1200/19) при уменьшении нагрузки 15% от фактической

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
2,283	2,375	2,181	1,977	1,531	1,671	1,835	1,579	1,425	1,601	2,157	3,014	23,636

Таблица 4.12 — Ежемесячные потери электроэнергии в «Л-110 кВ Рудаки» за 2016 год млн кВт·ч (при марки провода АС-240/32) при уменьшении нагрузки на 15% от фактической

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
1,104	1,148	1,054	0,956	0,740	0,808	0,887	0,763	0,689	0,774	1,043	1,458	11,430

После замены существующего провода марки АС-120/19 в «Л-110 кВ Рудаки» на провод марки АС-240/32 (при уменьшении нагрузки на 15% от фактической) потери электроэнергии за год снизятся на 12,205 млн кВт·ч./год.

Интегральный срок окупаемости замены провода марки АС-120/19 на провод марки АС-240/32 в «Л-110 кВ Рудаки» (при уменьшении нагрузки на 15 % от фактической) составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\ln\left(1 - E \frac{K_{\text{сумма-110кВ}}}{\Delta t}\right)}{\ln(1 + E)} = \frac{\ln\left(1 - 0,1 \frac{12,624}{12,205 \cdot 0,1685}\right)}{\ln(1 + 0,1)} = 10 \text{ лет}$$

Таким образом, при средней плотности тока равной $2,173 \cdot 0,85 = 1,85 \text{ А/мм}^2$ замена проводов ВЛЭП 110 кВ на большее в два раза сечение скупается за 10 лет при условии сохранения существующих опор. Такая замена проводов будет экономически эффективна для снижения потерь электроэнергии в схожих линиях при средних плотностях тока не менее $1,85 \text{ А/мм}^2$.

Вывод по четвертой главе

1. Анализ результатов расчета потерь электроэнергии по разработанным моделям выявил причины высокого уровня технических потерь электрической энергии:

- для сетей 6-10 кВ питающих население характерен низкий коэффициент загрузки трансформаторов связанной с ярковыраженной неравномерностью электропотребления в течение года, что обуславливает высокий уровень потерь холостого хода в среднем за год;

- наличие большого транзита мощности через высоковольтные электрические сети с юга на север страны;

- протяженность некоторых линий 110 кВ (Л-9Н-2, Л-9Д-2, Л-ОВС, Л-СВ, Л-НЗ, Л-ДЗ-1) существенно превышает средне статические значения.

2. Показано эффективность применения трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали для новых и модернизируемых электрических сетей с учетом годовой динамики нагрузки городских распределительных электрических сетей для снижения потерь холостого хода:

- при сооружении новых трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ большая стоимость трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали при загрузке трансформаторов не более, чем на 50% окупается за период около 3^{ex} лет;

- при замене существующих традиционных трансформаторов на трансформаторы с магнитопроводом из аморфной стали экономический эффект за срок службы трансформатора составляет 5251 сомони.

3. Получено, что для воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ при средней плотности тока нагрузки не менее 1,85 А/мм² замена проводов но большее в 2 раза сечение при условии сохранения существующих опор экономически окупится за счет снижения потерь электроэнергии за период не превышающий 5 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной диссертационной работы были получены следующие научные результаты, имеющие практическую значимость:

1. Анализ текущего состояния энергетики Республики Таджикистан выявил, что высокий уровень потерь электроэнергии в электрических сетях (в 2016 г. 16,07%), в последние годы имеющий тенденцию небольшого ежегодного роста, обусловлен:

а) большими перетоками мощности по электрическим сетям от основных источников электроэнергии (гидроэлектростанций) расположенных на юге страны, к потребителям, сконцентрированным в центральной и северной частях страны;

б) изменением структуры нагрузки: уменьшением электропотребления промышленностью и увеличением населением.

2. Разработанная и верифицированная математическая модель высоковольтных 35-110 кВ и фрагмента распределительных 6-10 кВ позволяет рассчитывать и анализировать потери электроэнергии при вариациях исходных данных и выявлять “очаги потерь”.

3. По результатам натурных измерений мощностей в распределительных электрических сетях, к потребителям которых подключена распределенная генерация в виде солнечных панелей, выявлена проблема избыточной генерации в выходные дни, приводящая к обратному эффекту внедрения распределенной генерации: росту неравномерности графика нагрузки и относительных потерь электроэнергии.

4. Предложена методика, определяющая рациональную мощность генерируемую распределенной солнечной генерацией по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в питающей сети в условиях недельной неравномерности электропотребления.

5. Для экономически обоснованного снижения потерь электроэнергии определены границы эффективности применения трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали в распределительных сетях 6-10 кВ и замены проводов воздушных линий электропередачи на большие сечения в высоковольтных сетях 35-110 кВ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВИЭ—возобновляемые источники энергии

ВЛ—воздушная линия

ВН—высокое напряжение

ВЭС—ветроэлектростанция

ГБАО –Горно Бадахшанская автономная область

ГУП—государственное унитарное предприятие

ГЭС—гидроэлектростанция

КЛ—кабельная линия

ЛЭП— линия электропередач

НИУ МЭИ-Национальный исследовательский университет, Московский энергетический институт

НН— низкое напряжение

ОАХК «Барки Точик» –открытая акционерная холдинговая компания «Барки Точик»

ОАО –Открытая Акционерная Общества

ОДУ— объединенная диспетчерская управления

ОЭС— объединенная энергосистема

ПС—подстанция

РЭС—районные электрические сети

СН—собственные нужды

СССР— Союз Советских Социалистических Республик

ТАЛКО— Таджикская алюминиевая компания

ТП—трансформаторная подстанция

ТЭЦ—теплоэлектроцентраль

УР –установивший режим

ЭЭС—электроэнергетическая система

ЭСАСА –1000 Central Asia – South Asia-1000

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бохмат И.С. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах / И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татаринов // Электрические станции. 1989. №9.
2. Информация за 2015-2016 года ОАХК «Барки Точик». (Дата обращения 28.01.2016.).
3. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.barqitojik.tj/> (Дата обращения: 05.09.2016).
4. Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. – URL: http://www.mewr.gov.tj/?page_id=61&lang=ru. (Дата обращения: 12.08.2016).
5. Шведов Г.В. Структурный анализ потерь электроэнергии в электрических сетях 35-500 кВ Республики Таджикистан / Г.В. Шведов, С.Р. Чоршанбиев, Х.Б. Назиров // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. 2018. №1 (41). С. 74 – 86.
6. Чоршанбиев С.Р., Шведов Г.В. Расчет потерь электроэнергии в высоковольтных городских электрических сетях г. Душанбе Республики Таджикистан // Сборник трудов V-Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии (ПЭЭЭ-2017)» Тольятти, 01-02 ноября 2017 г. – С. 178 – 183.
7. Шведов Г.В. Анализ потерь электроэнергии в городских электрических сетях напряжением 6-10 кВ г. Душанбе Республики Таджикистан / Г.В. Шведов, С.Р. Чоршанбиев, М.У. Холматова // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. 2018. №2 (42). С. 36 – 42.
8. Шведов Г.В. Чоршанбиев С.Р. Расчет и анализ технических потерь электроэнергии в городских распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе // Материалы Международной научно-технической конференции «Энергетика: состояние, проблемы, перспективы» ИЗВЕСТИЯ Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова. Бишкек, 23-24 ноября 2017. №4 (44). С. 316 – 323.

9. Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении» от 10 мая 2002 года №29.
10. Указ Президента Республики Таджикистан «О дополнительных мерах по энергосбережению» от 24 апреля 2009 года, №653.
11. Постановление Правительства Республики Таджикистан «Об утверждении “Программы по эффективному использованию гидроэнергетических ресурсов и энергосбережению на 2012-2016 годы” от 2 ноября 2011 года, № 551.
12. Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 19 сентября 2013 года, № 1018.
13. Закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии», от 12 января 2010 года № 587.
14. Приказ Агентство по стандартизации, метрологии, сертификации и торговой инспекции при Правительство Республики Таджикистан (Таджикстандарт) «Об утверждении проектов национальных стандартов Республики Таджикистан», от 1 сентября 2010 г. № 07.
15. Постановление Совета Министров Республики Таджикистан «О мерах по стимулированию развития малой энергетики и увеличения добыча угля в Республике Таджикистан» от 5 апреля 1993 года № 139.
16. Постановление Правительством Республики Таджикистан «О развитии малой энергетики Республики Таджикистан». от 4 июня 1997 года № 267.
17. Султонов Ш. М. Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистан): дис...канд.техн.наук: спец. 05.14.02 / Султонов Шерхон Муртазокулович. — Н., 2016. — 163 с.
18. Тимур, Валамат-Заде. Энергетика Таджикистана: Настоящее и ближайшее будущее // Центральная Азия и Кавказ. 2008. № 1 (55). С. 104-113.
19. Абдуллаева Ф. С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР/ Ф.С. Абдуллаева, Г.В. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Изд-во «Недра», 1965 г.– 658 с.
20. Петров Г.Н. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современное состояние,

проблемы и пути решения / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов. – Душанбе: Дониш, 2011–234 с.

21. Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения: Отраслевой обзор [Электронный ресурс] / Евразийский банк развития. – Алматы, 2008. – 44 с. – URL: http://www.eabr.org/general/upload/docs/publication/analyticalreports/obzor_water_final_rus.pdf. (Дата обращения: 11.07.2016).

22. Таджикистан: углубленный обзор инвестиционного климата и структуры рынка в энергетическом секторе [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium. 2010.

URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Tajikistan_2010_ru.pdf (Дата обращения: 10.06.2016).

23. Официальный сайт компании «Памир Энерджи» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.pamirenergy.com/services/production/>. (Дата обращения: 04.05.2017).

24. Назиров Х.Б. Разработка системы управления качеством электрической энергии в электрических сетях: дис... канд.техн.наук: спец. 05.14.02 / Назиров Хуршед Бобоходжаевич. — М., 2012. — 201 с.

25. Чоршанбиев С.Р., Шведов Г.В., Анализ выработки, передачи и потребления электрической энергии в национальной энергетической компании ОАХК «Барки Точик» Республики Таджикистан // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. 2018. №4.(44). С. 27 – 35.

26. Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. URL: <http://www.stat.tj/ru/analytical-tables/real-sector/>. (Дата обращения: 08.07.2016).

27. Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan: Final Report / Fichtner GmbH & Co. KG. – Stuttgart, Germany. Project Number: 43549/ Volume 1 – 2012. – 536 pp.

28. Кузьмич В.В. Укрепление сотрудничества стран Средней Азии в использовании передовых технологий в энергоэффективности и возобновляемых источниках энергии. Проект Европейской Экономической Комиссии ООН, 2013.

[Электронный ресурс]:

URL:[https://www.unecsc.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Stre_Cooperation .pdf](https://www.unecsc.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Stre_Cooperation.pdf).

29. Третье национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата / под ред. А. Каюмова, В.Новикова – Душанбе, 2014. – 167.

30. Оценка ситуации, связанной с нехваткой энергии для населения в Таджикистане: отчёт исследования в области энергетики 88837/ The World Bank (Всемирный Банк), 2014. 104 с.

31. Назиров Х.Б. Анализ потребления электроэнергии по отраслям Республики Таджикистан / Х.Б Назиров, М.К. Халимджанова, С.Р. Чоршанбиев, Х.С. Сангов // Электроэнергетика, гидроэнергетика, надежность и безопасность: Доклад республиканской научно – практической конференции. – 24 декабря 2016 г – Душанбе: 2016 – С. 63 – 64

32. Официальный сайт местного исполнительного органа государственной власти в городе Душанбе [Электронный ресурс] – URL: <http://www.dushanbe.tj> (Дата обращения 19.02.2017).

33. Официальный сайт «Википедия» [электронный ресурс]. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>. Худжанд, (Дата обращения: 18.12.2016).

34. Официальный сайт «Википедия» [электронный ресурс]. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>. Курган-Тюбе (Дата обращения: 18.12.2016).

35. Таджикистан: углубленный обзор энергоэффективности / Секретариат Энергетической Хартии [Электронный ресурс] // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium, 2013г. – URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Tajikistan_2013_ru.pdf. (Дата обращения: 11.10.2016).

36. Программа среднесрочного развития Республики Таджикистан на 2016-2020 годы. Утверждением постановлением Маджлиси намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 28 декабря 2016 года, №678.

37. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года. Утверждено постановлением Маджлиси намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 1 декабря 2016 года, №636.

38. Официальный сайт Президент Республики Таджикистан [электронный ресурс]. – URL: <http://www.president.tj/ru> (Дата обращения: 09.06.2016).

39. Чоршанбиев С.Р. Энергетическая стратегия и реализуемые проекты в Республики Таджикистан / Чоршанбиев С.Р., Назиров Х.Б., Наимов Ш.Б. // Материалы 1-ой международной научно-практической конференции «Внедрения инновационных технологий для повышение энергетической эффективности электроэнергетики Республики Таджикистан», Душанбе, 17-сентября 2018 – С. 32 – 37.

40. Таджикистан Экспресс-оценка и анализ пробелов КРАТКОЕ РЕЗЮМЕ/ Министерство экономического развития и торговли Республики Таджикистана-2011. –35 стр. – URL:

http://www.tj.undp.org/content/dam/tajikistan/docs/library/UNDP_TJK_SE4ALL_Rapid_Assessment_and_gap_analysis_Rus.pdf. (Дата обращения: 09.26.2017).

41. Официальный сайт группа Всемирного банка [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.worldbank.org/>. (Дата обращения: 04.07.2017).

42. Официальный сайт проекта CASA – 1000 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.casa1000.org/>.(Дата обращения: 26.08.2017).

43. Методика оплаты услуг по транзиту электрической энергии в странах с переходной экономикой / Секретариат Энергетической Хартии // Boulevard de la Wolume, 56, B-1200 Brussels, Belgium, 2014. – [Электронный ресурс] – URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Price_of_Electricity_Transit_in_Transition_Countries_2014_ru.pdf. (Дата обращения: 12.07.2017).

44. Ларан Э. Нефть-М., 2008. - 432 с.

45. Друзь Н. Положение дел по использованию возобновляемых источников энергии в Центральной Азии. Перспективы их использования и потребности в подготовке кадров / Н. Друзь, Н. Борисова, А. Асанкулова, А. Раджабов, Р. Захидов, У. Таджиев. /ОБЗОР/. – ЮНЕСКО – Алмата, – 2010. – 144с.

46. Кабутов К. Доклад «Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане», Физико-технический институт АН РТ, г. Душанбе, 9-декабря 2010, – 15с.

47. G. V. Shvedov, S. R. Chorshanbiev and A. D. Vaskov, " Analysis and Evaluation of Potential of Renewable Energy Resources of Republic of Tajikistan," 2018 International Ural Conference on Green Energy (UralCon), Chelyabinsk, Russia, 2018. pp. 26-33.

48. Прейскурант №09-01-2017 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию». Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Точик» - Душанбе, 2017. - 40 с.

49. Международный журнал по гидроэнергетике и плотинам «HYDROPOWER&DAMS» [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.hydropower-dams.com>. (Дата обращения 22.08.2017 г.).

50. 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: спец. 05.14.02 / Киргизов Алифбек Киргизович. — Н., 2017. — 178 с.

51. Шульц В.Л. Реки Средней Азии Часть I и II // Среднеазиатский Научно-исследовательский гидрометеорологический институт– Л.: Гидрометеиздат, 1965. – 691 с.

52. СТРАТЕГИЯ развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан, Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан, офис ПРООН в Республике Таджикистан, Душанбе, Декабрь- 2007. – 113с.

53. Халмиджанова М.К. Строительство малых гидроэлектростанций в Республике Таджикистан и их диверсификация / Халимджанова М.К., Давроншоев Ш.Р., Анварова Г.Б., Чоршанбиев С.Р. Доклад VII международной научно-практической конференции «Перспективы развития науки и образования», Душанбе 23-24 октября. 2014: – С.63 – 66.

54. Исмоилов Ф.О. Комплексное использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистан: дис...канд.техн.наук: спец. 05.14.02 / Исмоилов Фирдавс Олимшоевич. — М., 2012. — 188 с.

55. Долгосрочная программа строительства малых ГЭС на период 2009-2020 гг. Утверждения №73 Правительством Республики Таджикистан, от 2-го февраля, 2009 года.

56. Мухаббатов Х. М., Хоналиев Н.Х. Памир: Ресурсный потенциал и перспективы развития экономики. Душанбе, 2005. -241 с.

57. Ахмедов Х.М. Возобновляемы источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития. / Ахмедов Х.М., Каримов Х.С., Кабутов К. // Доклад Физико- Технического института им. С.У. Умарова Академии наук Республики Таджикистан. Душанбе, 2010. – 30 с.

58. Вехотуров Д. Геотермальные электростанции могут успешно дополнить ГЭС. / Электронный журнал «ЭСКО». -2007. [Электронный ресурс]: – URL: [http:// www.avesta.tj](http://www.avesta.tj). (Дата обращения 06.05.2017 г.)

59. Кабутов К. Таджикистан: энергетика и возобновляемые источники энергии. [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.rcrc.tj> (Дата обращения 16.04.2016 г.)

60. Петров Г.Н. Всемирная торговая организация и устойчивое рациональное использование энергетических ресурсов Республики Таджикистана. / Информационный бюллетень, №7. «Дастгири Центр» Душанбе, 2002. -14 с. [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.fsci.freenet.tj> (Дата обращения: 09.26.2017).

61. Кабутов К. Возобновляемые источники энергии проблемы и перспективы использования в Таджикистане // Материалы международной конференции. «Хартия» Земли и устойчивое развитие Таджикистана», Душанбе. 2011. – С.75 – 81.

62. Лавриненко П.Н., Кабилов З.А. Возможности использования солнечной энергии в Таджикистане. -Обзор инф. -Душанбе, 1980. - 50 с.

63. Шведов Г.В. Влияние распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии в электрических сетях / Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р., Морсин И.А. // Материалы VIII Международной молодежно научно – технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017». Самара, 02-06 октября 2017. В 3 т. Т.2. – С. 125 – 128.

64. G. V. Shvedov, S. R. Chorshanbiev, E.V. Shvetsova and K. B. Nazirov, "Impact of solar generation connected to 0.4 kV grid on the power losses and the shape factor of load curve," 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIconRus), St. Petersburg, Russia, 2018, pp. 773-777.

65. Ковырко А.В. Оценка влияния распределенной солнечной генерации на энергоэффективность электросетевой организации / Ковырко А.В., Морсин И.А., Чоршанбиев С.Р., Шведов Г.В. // Труды Девятой Международной школы-семинара молодых ученых и специалистов «Энергосбережение – теория и практика» НИУ «МЭИ». Москва, 2018 г. С. 187 – 192.

66. K. B. Nazirov, G. V. Shvedov, S. R. Chorshanbiev and S. D. Dzhuraev, "Study of the operating modes of the 0.4 kV main distribution network, in Dushanbe city of the Republic of Tajikistan, with distributed solar generation for power losses and power quality estimation," 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIconRus), St. Petersburg, Russia, 2018, pp. 737-742.

67. Шведов Г.В. Методика управления генерацией солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях / Г.В. Шведов, С.Р. Чоршанбиев, Ш.Дж Джураев // Вестник МЭИ. – 2019. – №1. – С. 20 – 28.

68. S.R. Chorshanбиеv, K.B. Nazirov, G.V. Shvedov and Z.S. Ganiev. "Analysis of the influence of the operation of network-driven inverters of solar power plants on the operation mode of 0.4 kV electrical network in terms of electromagnetic compatibility" 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), St. Petersburg, Russia, 2019, pp. 951-955.

69. [Электронный ресурс]: – URL:<https://ru.wikipedia.org/wiki/Таджикистан>. (Дата обращения 09.03.2016 г.)

70. Статистический сборник «Численность населения Республики Таджикистанна 1 января 2016 года» 25 лет Государственной независимости. Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан. Душанбе, 2016. – 49 с.

71. Таджикистан: Ускорение прогресса в достижении ЦРТ путем улучшения доступа к энергосбережению (UNDP). Душанбе, 2010. – 58 с.

72. Сулейман С.Ш. О зависимости солнечного излучения от географических факторов местности. / Гелиотехника. 1985. №5. – С. 68 – 71.

73. Шведов Г.В. Оценка потенциальных ресурсов солнечной энергии на территории Республики Таджикистан / Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р., Васьков А.Г. // Материалы IX Международной молодежной научно – технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2018». Казань, 01-05 октября 2018. В 3 т. Т.2. – С. 212 – 215.

74. . Bukarica, V. United nations development programme Tajikistan: Energy efficiency master plan for Tajikistan/ V.Bukarica, Morvaj, S.Robic // Dushanbe, 2011, - 73p.

75. Официальный сайт Открытое Акционерное Общество” Системавтоматика” [электронный ресурс]: – URL: <http://systemavto.tj>. (Дата обращения 13.08.2016 г.)

76. Презентация Генерального директора Открытое Акционерное Общество” Системавтоматика”, Глава Ассоциации возобновляемой энергии Таджикистана, Умархон Мадвалиева на тему: «Использование возобновляемых

источников энергии в Республики Таджикистан на примере проектов реализованных ОАО «Системаавтоматика». Душанбе, - 3 декабря 2013 г.

77. R. P. Schultz. Impacts of new technology and generation and storage progress on power system stability and operability. In Proceedings of DOE / ORNL Conference «Research needs for the Effective Integration of New Technologies into the Electric Utility», 1983, p 193 – 219.

78. A. Samadi, R. Eriksson, L. Söder, B. G. Rawn, and J. C. Boemer, “Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 3, pp. 1454-1464, Jun 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2298614.

79. Goodwin, S.E., Krause, O., “Mitigation of voltage band violation through distributed active and reactive power control of inverter based PV generation on LV networks,” IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), pp. 1 – 5, Vancouver, BC, Jul 2013. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672459.

80. Impact of embedded generation on distribution networks. Institution of Electrical (IEE). Digest №: 1996/191, London, UK, 1996.

81. CIRED. Technical Theme 4: Dispersed Generation, Management and Utilization of Electricity. Proceedings of 16th International conference on Electricity Distribution. Amsterdam, Netherlands, IEE Conference Publication №: 482, Part 1: Contributions, June 2001.

82. Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems / M. Pehnt [et al.]. — Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2006 – 356 p.

83. Филипов, С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. – 2009. – № 8. – С. 38 – 44.

84. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Международная научно- практическая конференция « Малая энергетика-2005» [Электронный ресурс.] – URL: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleonnaya-generaciya-v-energeticheskikh-sistemah> (Дата обращения 07.10.2017 г.)

85. Ерошенко С.А. Вопросы размещения источников распределенной генерации в электрических сетях мегаполисов / С.А. Ерошенко, С.А. Дмитриев, Д.В. Кузнецов, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2011. – № 4 (32). – С. 126 – 133.
86. Санеев Б.Г. Возобновляемая энергетика на востоке России / Б.Г.Санеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф.Тугузова // Академия энергетики– 2014. – № 4 (60). – С. 28 – 33.
87. M. Braun, T. Stetz, R. Bründlinger, C. Mayr, K. Ogimoto, H. Hatta, H. Kobayashi, B. Kroposki, B. Mather, M. Coddington, K. Lynn, G. Graditi, A. Woyte, and I. MacGill, “Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment state of the art, progress, and future prospects,” in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2011, DOI: 10.1002/pip. 1204.
88. T. Stetz and M. Braun, “Decentralized approaches for voltage rise mitigation in low voltage grids—A case study,” *E&IElektrotechnik und Informations technik*, vol. 128, no. 4, pp. 105–109, 2011, DOI: 10.1007/ s00502–011-0817–1.
89. K. De Brabandere, “Voltage and Frequency Droop Control in Low Voltage Grids by Distributed Generators With Inverter Front-End,” Ph.D. thesis, Dept. Electrical Engineering, Katholieke Universiteit, Leuven, 2006.
90. G. Kerber, R. Witzmann, and H. Sappl, “Voltage limitation by autonomous reactive power control of grid connected photovoltaic inverters,” in *Proc. IEEE Compatibility and Power Electronics*, Badajoz, Spain, 2009, ISBN: 978-1-4244-2855-7.
91. M. Hojo, H. Hatano, and Y. Fuwa, “Voltage rise suppression by reactive power control with cooperating photovoltaic generation systems,” in *Proc. CIRED 20th Int. Conf. Electricity Distribution*, Prague, Czech Republic, Paper 0301.
92. S. K.Kamali, S.Yusof, J. Selvaraj, and M. N. B. Esa, “Impacts of grid-connected PV system on the steady-state operation of a Malaysian grid”, *IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010)*, pp. 858 – 863, doi: 10.1109/PECON.2010.5697699, 2010.
93. Shriram. S. Rangarajan, Sreejith.S.Siddhartha Nigam, “Effect of distributed generation on line losses and Network Resonances”, *IEEE International Conference on*

Advances in Electrical Engineering (ICAEE), pp.1 – 6, doi: 10.1109/ICAEE.2014.6838525, 2014.

94. L. Borle, M. Dymond and C. Nayar, "Development and testing of a 20- kW grid interactive photovoltaic power conditioning system in Western Australia," IEEE Trans. on Industry Applications, vol.33, no.2, pp.502- 508, Mar/Apr 1997.

95. G. Pyo, H. Kang and S. Moon, "A new operation method for gridconnected PV system considering voltage regulation in distribution system," in Conf. proc. IEEE PES GM, 20-24 July 2008, pp.1 – 7.

96. Huajun Yu, Junmin Pan, "An Xiang A multifunctional grid connected PV system with reactive power compensation for the grid," Elsevier Trans. on Solar Energy, Science Direct, Solar Energy 79 (2005) 101– 106.

97. Sanhueza, Sérgio M.R.; Vaz, Alexandre R., "Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator," Solar Energy, v 84, n 7, p 1310 – 1317, July 2010.

98. Konstantin Turitsyn, Petr.Sulc, Scott Backhaus, Michael Chertkov, "Local Control of reactive power by Distributed PV generators," arXiv: 1006.0160v1 [math.OC], 1 Jun 2010.

99. IEEE P1547 Standard for Distributed Resources Interconnected With Electric Power Systems, IEEE P1547 std., Sep. 2002.

100. Gopiya Naik, D.K. Khatod, M.P. Sharma, "Optimal Allocation of Distributed Generation in Distribution System for Loss Reduction", IACSIT Coimbatore Conferences IPCSIT vol. 28 (2012), IACSIT Press, Singapore.

101. Shriram. S. Rangarajan, Sreejit.S, "Novel 24 Hour Usage of PV Solar Farm for reducing Line Loss", 2013 IEEE International Conference (ICEETS), April 10-12th, 2013, Nagercoil, Tamil Nadu, India.

102. M. H. Moradi, and M. Abedini, "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems," Electr. Power and Energy Syst., vol. 34 (1), pp. 66 – 74, January 2012.

103. S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, "Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks," *Elect. Power and Energy Syst.*, vol. 53, pp. 752 – 60, December 2013.

104. D. K. Khatod, V Pant, and J. Sharma, "Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 28(2), pp. 683 – 695, May 2013.

105. R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol.28(1), pp. 317 – 325, February 2013.

106. J. A. M. García, and A. J. G. Mena, "Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm," *Electr. Power and Energy Syst.*, vol. 50, pp. 65 – 75 September 2013.

107. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчётов. М: НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.

108. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение / Под ред. Ю.С. Железко. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424с.

109. Потери мощности и энергии в электрических сетях. / Под ред. Г, Е. Пospelова. -М: Энергоиздат, 1981. – 216 с, ил.

110. Фурсанов М.И, Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: Изд-во "Тэхнолoгія", 2000, – 247 с.

111. Железко Ю. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В Артемьев, О.В. Савченко О.В – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

112. Железко Ю.С. Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование / Ю.С. Железко, Ю.В. Шаров, Г.К. Зарудский,

О.В. Сипачева, Г.В. Шведов // учебное пособие / – М: Издательский дом МЭИ, 2011. – 128 с.

113. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: Справочно – методическое издание/ Под общей редакцией А.Г.Вакулко. –М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2016. – 336 с.

114. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И: 34-70-030 – 87. РД 34.09.253 – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

115. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

116. S. R. Chorshanbiev, G.V. Shvedov, K.B. Nazirov, F.O. Ismoilov., and H. M. "Sultan Structural analysis of power losses in (6-10 / 0.4 kV) urban distribution electric networks of the city of Dushanbe, the Republic of Tajikistan" 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), St. Petersburg, Russia, 2019, pp. 947 – 950.

117. Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р. Анализ потерь электроэнергии и разработка мероприятий по их снижению в городских распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ // Энергетик. 2019. №1. С. 31 – 34.

118. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

119. Назиров Х.Б. Структурный анализ потери электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан / Назиров Х.Б., Джалилов Р.А., Чоршанбиев С.Р., Маджидов А.Ш., Юнусов П.А. // Материалы VIII Международной научно–практической конференций «Перспективы развития науки и образования». Душанбе, 3 – 4 ноября 2016 – С. 60 – 65.

120. Технический отчет за 2015-2016 года Энергетическая компания (ОАХК) «Барки Точик». (Дата обращения 07.01.2018 г.).

121. C.C.B. Oliveira , N. Kagan, A. Meffe, S. Jonathan, S. Caparroz, J.L. Cavaretti, "A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems" 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. (IEE Conf. Publ No. 482), Amsterdam, 2001, pp. 328-328. DOI: 10.1049/cp:20010889.

122. Dimo Stoilov, Ivan Zagorchev, Velichko Atanasov "Assesment of electric energy losses aiming at detection of thefts of electricity" 2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA). Bourgas, 2016, pp. 1-5. DOI: 10.1109/SIELA.2016.7543048.

123. D. Sodnomdorj, Ch. Zunduisuren, Sh. Gantumur, S. Uuganbayar, M. Narantuya, L. Dolgorsuren, D. Battulga, "Result of Calculation for the Energy Losses of 6-0.4 kV Electrical Network in the Erdenet Factory" 2006 International Forum on Strategic Technology. Ulsan, South Korea, 2006, pp. 51-54. DOI: 10.1109/IFOST.2006.312244.

124. Hamed Emara Kassem ; Mohammed Badr ; Salwa Ali Ahmed, "Reduction of energy losses in electrical distribution systems" 2nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Stockholm, Sweden, 2013, pp. 1-4. DOI: 10.1049/cp.2013.0589.

125. Додхудоев М.Д Оценка возможности снижения потерь электроэнергии в электрической системе Республики Таджикистан / Додхудоев М.Д., Вохидов М.М., Джононаев С.Г., Сангов Х.С // Материалы VII Международной научно–практической конференций «Перспективы развития науки и образования». Душанбе, 23 – 24 октября 2014. Часть: 1– С. 74 – 78.

126. Чоршанбиев С.Р., Шведов Г.В. Анализ технологического расхода электрической энергии при её транспорте по электрическим сетям национальной энергетической компании ОХАК «Барки Точик» Республики Таджикистан // Материалы Международной научно-практической конференции:

«Электроэнергетика: проблемы и перспективы развития энергетики региона», Душанбе – 21 декабря 2018. С. 83 – 86.

127. Ахророва А.Д., Халимджанова М.К. Электрические потери в сетях и их влияние на энергетическую безопасность// Вестник Таджикского технического университета 2012. № 4 (20). С. 67 – 72.

128. Ахророва А.Д., Холов Х.Х. Энергоэффективность национальной экономики, как приоритет в государственной политике Республики Таджикистан // Вестник Таджикского технического университета. 2016. Т. 3. № 3. С. 12 – 16.

129. Информация за 2015-2016 года ОАО «Душанбинские городские электрические сети» (Дата обращения 08.01.2017.).

130. Математическое описание элементов электрической системы. Зуев Э.Н., Строев В.А. – М.: МЭИ. 1983. 68 с.

131. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. -М: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.: ил.

132. Фейбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей//под ред. Д.Л. Файбисовича.М.: Изд – во НЦ ЭНАС,2005. – 320 с.

133. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

134. Руководство пользователя программа расчета и анализа потерь электроэнергии в основных сетях 110-750 кВ РАП-ОС-ст (версия 21-267). Железко Ю.С, Артемьев А.В. 2006 г. – 30.с.

135. Правило технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (РД 34.20.501-95). М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

136. Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. Спец. Вузов/ В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.В. Строева. -2-е изд., перераб. и доп. –М.: Высш. шк., 1998.- 511с.:ил.

137. Агенство по Гидрометеорологии Республики Таджикистан [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.meteo.tj> (Дата обращения 08.01.2017 г.).

138. Шведов Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: // Учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.

139. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И 34-70-028—86. РД 34.09.254 – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

140. Старцев А.П. Об анализе потерь электроэнергии // Электрические станции. 2002. №12 С. 7 – 10.

141. Поспелов Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях /. Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч - М.: Энергоиздат, 1981. 216 с.

142. Н. Ивакин. «Нормирование энергоэффективности распределительных трансформаторов» // Энергия единой сети. 2017. №5 (34). С.31 – 38.

143. Информация за 2016 года ОАО «Пенджикентские гор. ЭС» (Дата обращения 22.06.20178).

144. Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р. Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях (на примере ОАО «Пенджикентские ЭС» Республики Таджикистан) // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2018. № 2. С. 222–226.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Основные данные электроэнергетической системы Республики Таджикистан

Таблица П.А.1 — Характеристика основных источников электрической энергии в Республики Таджикистан

№ п/п	Название электростанций	Р _{уст} , МВт	Напряжение распределения, кВ	Год ввода	Назначение
1	Варзобская-1 ГЭС	7,44	35	1936	Выработка электрической энергии
2	Варзобская-2 ГЭС	14,44	6	1949	Выработка электрической энергии
3	Варзобская-3 ГЭС	3,52	6	1952	Выработка электрической энергии
4	Кайракумская ГЭС	126	220/35	1956-1957	Выработка электрической энергии, ирригация
5	Центральная ГЭС	15,1	35	1960	Выработка электрической энергии, ирригация
6	Перепадная ГЭС	29,95	110/10	1960	Выработка электрической энергии
7	Головная ГЭС	240	220 /110	1962-1963	Выработка электрической энергии
8	Байгазинская ГЭС	600	220	1970-1986	Выработка электрической энергии, ирригация
9	Нурекская ГЭС	3000	550/220	1972-1979	Выработка электрической энергии, ирригация
10	Сангтудинская-2 ГЭС	220	220	2006-2014	Выработка электрической энергии
11	Сангтудинская-1 ГЭС	670	220	2008-2009	Выработка электрической энергии
Суммарная мощность ГЭС					4926,45 МВт

12	Душанбинская ТЭЦ-1	198	110/35	1957	Выработка электрической и тепловой энергии для текстильного комбината г. Душанбе
13	Яванская ТЭЦ	120	220/35	1969	Выработка электрической и тепловой энергии для Яванского района.
14	Душанбинская ТЭЦ-2	100	220/35	2014	Выработка электрической и тепловой энергии для текстильного комбината г. Душанбе
Суммарная мощность ТЭЦ					418МВт
15	Малая ГЭС:	11,436	10/0,4	1992-2015	Выработка электрической энергии
16	Ветровые электростанции:	0,3	0,4	1992-2015	Выработка электрической энергии
17	Солнечные электростанции:	1,5	0,4	1992-2015	Выработка электрической энергии
Суммарная мощность системы					5357,686 МВт

Таблица П.А.2 — Общая информация об реках Республики Таджикистан

Градация рек		Реки			
Характер истика	Длина, км	Общее количество, шт	Суммарная протяженность, км	От общего количества, %	От общей протяженности, %
самые малые	менее 10	24224	46083	96,03	66,6
	25	824	11949	3,266	17,27
малые	26-50	130	4481	0,52	6,48
	51-100	29	1958	0,11	2,83
средние	101-200	12	1559	0,05	2,26
	202-300	2	526	0,008	0,762
большие	301-500	2	697	0,008	1
	501-1000	2	1936	0,008	2,798
Всего		25225	69189	100	100

Таблица П.А.3 — Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов Республики Таджикистан в зависимости от мощности рек

Потенциальная мощность рек, тыс кВт	Количество рек, шт	Суммарная мощность	
		Тыс.кВт	%
Более 500	7	20087	62,12
100-500	28	6045	18,69
50-100	44	3002	9,28
25-50	135	2139	6,61
5-10	137	626	1,94
Менее 5	190	439	1,36
Итого	541	32338	100

Таблица П.А.4 — Потенциальные гидроэнергетические ресурсы стран Центральной Азии

№ п/п	Государство	Полный гидроэнергетический потенциал, млрд. кВт·ч	Технические возможности к использованию гидроресурсы, млрд. кВт·ч
1	Россия	2785	1670
2	Таджикистан	527	144
3	Казахстан	163	62
4	Кыргызстан	136	73
5	Узбекистан	84	27
6	Туркменистан	22	4,8

Таблица П.А.5 — Потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек
Центральной Азии

№ п/п	Государство	Гидроэнергетические ресурсы малых рек, млн кВт.	Гидроэнергетические ресурсы малых рек, млрд. кВт·ч
1	Таджикистан	1,6	14
2	Кыргызстан	0,8	7
3	Узбекистан	0,5	4,4
4	Туркменистан	0,2	1,8

Таблица П.А.6 — Исходные данные некоторых геотермальных источниках
Республики Таджикистан

№ п/п.	Наименование источника	Температура воды, °С
1	Ходжаобигарм	65-98
2	Обигарм	39-53
3	Явроз	26-42
4	Шаамбари	62
5	Файзабад	28
6	Вахш	27-35
7	Кызимчек	28
8	Гармчашма (ГБАО)	47-62
9	Даранстаж (ГБАО)	29,5
10	Авдж (ГБАО)	34
11	Хаватак	55
12	Калайзанку	35
13	Каратаг	23
14	Заповедник Лучоб	45
15	Комсомольская	39-64
16	Андыген	32-52
17	Орджоникидзе-абасдкая	45,5
18	Гумбулак	38-42
19	Ренган	42
20	Карасырт	40
21	Дангара	35
22	Южный-Дегимахмуд	66,4
23	Теболай	115
24	Джиланды (ГБАО)	60
25	Тукузбулак (ГБАО)	60

Таблица П.А.7 — Число дней без солнца в Республики Таджикистан

Станция	Месяцы												За год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<i>Согдийская область и районы республиканского подчинения</i>													
Кайраккумское водохранилище	6	4	4	1	0	0	0	0	0	1	5	11	32
Ленинабад, поле	8	5	5	0	0	0	0	0	0	2	4	12	36
Пенджикент (Дупули)	8	6	5	2	1	0	0	0	0	2	4	10	38
Дехауз	10	9	8	3	1	0	0	0	0	3	7	12	53
Душанбе агрометеостанция	8	6	8	2	2	0	0	0	0	2	5	8	41
Душанбе, ГМО	9	7	6	2	1	0	0	0	0	2	4	8	39
Пахтаабад	7	7	7	3	1	0	0	0	0	2	5	9	41
Курган-Тюбе	8	6	6	2	1	0	0	0	0	2	4	8	37
<i>Горно-Бадахшанская Автономная Область</i>													
Кара-Куль	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7
Ледник Федченко	13	13	12	7	3	1	1	0	0	5	10	14	79
Хабурабад	6	7	7	3	2	0	0	0	0	1	6	10	42
Мургаб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Хорог	8	5	4	1	0	1	0	0	0	1	2	7	29

Таблица П.А.8 — Солнечная суммарная месячная радиация в основных населенных пунктах Республики Таджикистан Вт/м²

Станция	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Душанбе	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Худжанд	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Курган-Тюбе	80	115	153	213	277	333	322	290	232	165	110	73
Куляб	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Регар	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Яван	87	122	156	209	275	326	330	294	244	168	112	77
Шаартуз	80	115	153	213	277	333	322	290	232	165	110	73
Нурек	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Канибадам	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Ура-Тюбе	87	112	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Пенджикент	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Хорог	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86
Дангара	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Джирарагатаь	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86
Комсомолобод	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Гарм	87	12	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Нау	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Исфара	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77

Таблица П.А.9 — Теоретические параметры солнечного облучения горизонтальной площадки на поверхности земли на широте Таджикистана

Величина солнечного облучения	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
МДж/м ²	13	15	20	25	27	28	26	25	19	15	12	11
Вт/м ² .ср.сут	150	174	231	289	312	324	301	289	220	174	139	127

Таблица П.А.10 — Солнечная радиация в основных населенных пунктах Республики Таджикистан (по данным гидрометеостанций)

Величина Вт/м ²	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мин.	80	114	153	209	275	326	322	290	232	164	100	65
Средн.	87,2	121,6	160,4	225,1	280,9	330,7	328,9	294,1	244,1	167,4	110	75,6
Макс.	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86

Таблица П.А.11 — Действующие солнечные электростанции на территории Республики

Место нахождения солнечных станций	Суммарная установленная мощность станций, кВт
Национальный медицинский центр «Караболо»	120
Роддом №1	40
ОАО «Тоджиксодиротбанк»»	15
Спорт комплекс	5
В разных местах	190 кВт
Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан.	15 кВт
Итого в г. Душанбе	400
Национальный банк Таджикистана в г. Курган-Тюбе.	15
В далине варзоб. Частная дача.	5
ООО Санаторий «Бахористон» Согдийская область.	30
Национальный банк Таджикистана в г. Куляб	15
Военная часть.	30
Шурабадский район. Хатлонская область.	10
Варзобский район(только аккумуляторы)	15
ООО «Газпром нефть - Таджикистан» в г. Худжанд	10
Итого в Республике	545

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основные данные при моделировании ЭЭС Республики Таджикистан.

Таблица П.Б.1 — Перечень узлов, включенных в математическую модель программы РАП-ОС-ст

№ узла	Название узла	Номинальное напряжение узла, кВ	Тип узла в среде РАП-ОС-ст
1	Шины СН ПС Регар-220	220	Нагрузочный
2	Шины СН ПС-Душанбе-220	220	Базисный
3	Л-ДН-1	220	Нагрузочный
4	ЛДН-2	220	Нагрузочный
5	Шины ВН ПС-Новая-220	220	Нагрузочный
6	ПС-Новая Т-1	220	Нагрузочный
7	ПС-Новая Т-2	220	Нагрузочный
8	Шины НН ПС-Новая-10	10	Нагрузочный
9	Шины СН ПС-Новая-110	110	Нагрузочный
10	Шины ВН ПС-Шахри-110	110	Нагрузочный
11	Шины НН ПС-Шахри-10	10	Нагрузочный
12	Л-НЗ	110	Нагрузочный
13	Л-НП	110	Нагрузочный
14	Л-НЗ-14	110	Нагрузочный
15	Шины ВН ПС-Бахор-110	110	Нагрузочный
16	Шины НН ПС-Бахор-10	10	Нагрузочный
17	Л-НП-17	110	Нагрузочный
18	Шины ВН-ПС-Ботаническая-110	110	Нагрузочный
19	Шины НН-ПС-Ботаническая-10	10	Нагрузочный
20	Л-НЗ-20	110	Нагрузочный
21	Л-НП-21	110	Нагрузочный
22	Шины ВН-ПС-Бустон-110	110	Нагрузочный
23	Шины НН-ПС-Бустон-10	10	Нагрузочный
24	Л-НЗ-24	110	Нагрузочный
25	Шины ВН-ПС-Промышленная-110	110	Нагрузочный
26	ПС-Промышленная Т-1	110	Нагрузочный
27	ПС-Промышленная Т-2	110	Нагрузочный
28	Шины СН ПС-Промышленная-35	35	Нагрузочный
29	Шины НН ПС-Промышленная-35 Т-1,2	10	Нагрузочный
30	Шины НН ПС-Промышленная-35 Т-3	10	Нагрузочный
31	Шины ВН ПС-Помир-35	35	Нагрузочный
32	Шины НН ПС-Помир-10	10	Нагрузочный
33	Шины ВН ПС-Заводская-110	110	Нагрузочный
34	ПС-Заводская-Т-1	110	Нагрузочный
35	ПС-Заводская-Т-2	110	Нагрузочный
36	Шины СН ПС-Заводская-35	35	Нагрузочный
37	Шины НН ПС-Заводская-10	10	Нагрузочный
38	Л-9Н-1	110	Нагрузочный
39	Л-9Н-2	110	Нагрузочный
40	Шины ВН ДТЭЦ	110	Нагрузочный
41	Шины ВН ПС-Касри миллат-110	110	Нагрузочный

42	Шины НН ПС-Касри миллат Т-1	10	Нагрузочный
43	Шины НН ПС-Касри миллат Т-2	10	Нагрузочный
44	Л-ЗЖ-44	110	Нагрузочный
45	Л-ЗЖ-45	110	Нагрузочный
46	Шины ВН ПС-Навбахор-110	110	Нагрузочный
47	Шины НН ПС-Навбахор-10	10	Нагрузочный
48	Шины ВН ПС-Юго-Западный Водозабор-110	110	Нагрузочный
49	Шины НН ПС-Юго-Западный Водозабор-10	10	Нагрузочный
50	Шины ВН ПС Лаюр-35	35	Нагрузочный
51	Шины ВН ПС Очистные сооружение -35	35	Нагрузочный
52	Шины ВН ПС Очистные сооружение -110	110	Нагрузочный
53	Шины НН ПС Очистные сооружение -6	6	Нагрузочный
54	Шины НН ПС Очистные сооружение -6	6	Нагрузочный
55	Л-НК2	110	Нагрузочный
56	Л-НК1	110	Нагрузочный
57	Шины ВН ПС Лучоб-110	110	Нагрузочный
58	Шины НН ПС Лучоб-10	10	Нагрузочный
59	Шины ВН ПС Карамова-110	110	Нагрузочный
60	ПС Карамова Т-1	110	Нагрузочный
61	Шины НН ПС Карамова-Т-1	6	Нагрузочный
62	Шины ВН ПС Карамова-110	110	Нагрузочный
63	ПС Карамова Т-2	110	Нагрузочный
64	Шины НН ПС Карамова-Т-2	6	Нагрузочный
65	Шины СН ПС Карамова-35	35	Нагрузочный
66	Л-2С-1	35	Нагрузочный
67	Шины ВН ПС Водонасосная -35	35	Нагрузочный
68	Шины НН ПС Водонасосная -6	6	Нагрузочный
69	Л-2С-2	35	Нагрузочный
70	Шины ВН ПС Истиклол -35	35	Нагрузочный
71	Шины НН ПС Истиклол -6	6	Нагрузочный
72	Шины СН ПС Северная 35	35	Нагрузочный
73	Шины ВН ПС Северная-110	110	Нагрузочный
74	ПС Северная Т-1	110	Нагрузочный
75	ПС Северная Т-2	110	Нагрузочный
76	Шины НН ПС Северная-10	10	Нагрузочный
77	Л-СВ	110	Нагрузочный
78	Л-СВ-78	110	Нагрузочный
79	Шины ВН ПС Анзоб-Т1-110	110	Нагрузочный
80	Шины ВН ПС Анзоб-Т2-110	110	Нагрузочный
81	Шины НН ПС Анзоб-Т1-10	10	Нагрузочный
82	Шины НН ПС Анзоб-Т2-10	10	Нагрузочный
83	Л-ОВС-83-110	110	Нагрузочный
84	Шины ВН ПС Вахдат-Т1-110	110	Нагрузочный
85	Шины ВН ПС Вахдат-Т2-110	110	Нагрузочный
86	Шины НН ПС Вахдат-Т1,2-6	6	Нагрузочный
87	Шины НН ПС Вахдат-Т-3- 6	6	Нагрузочный
88	Л-ОВС-88-110	110	Нагрузочный
89	Шины ВН ПС Восточная-Т2-110	110	Нагрузочный

90	Шины ВН ПС Восточная-Т1-110	110	Нагрузочный
91	ПС Восточная Т-2	110	Нагрузочный
92	ПС Восточная Т-1	110	Нагрузочный
93	Шины НН ПС Восточная-6	6	Нагрузочный
94	Шины СН ПС Восточная-35	35	Нагрузочный
95	Шины ВН ПС Винзавод-35	35	Нагрузочный
96	Шины НН ПС Винзавод-6	6	Нагрузочный
97	Л-ОВС-97-110	110	Нагрузочный
98	Л-ОВ-98-110	110	Нагрузочный
99	Шины ВН ПС Ак-городок-Т2-110	110	Нагрузочный
100	Шины ВН ПС Ак-городок -Т1-110	110	Нагрузочный
101	ПС-Ак.городок-Т-2	110	Нагрузочный
102	ПС-Ак.городок-Т-1	110	Нагрузочный
103	Шины НН ПС Ак-городок-10	10	Нагрузочный
104	Шины СН ПС Ак-городок-35	35	Нагрузочный
105	Шины ВН ПС ОРДЖ-БАД-220	220	Нагрузочный
106	ПС ОРДЖ-БОД Т-1	220	Нагрузочный
107	ПС ОРДЖ-БОД Т-2	220	Нагрузочный
108	Шины НН ПС ОРДЖ-БОД 10	10	Нагрузочный
109	Шины СН ПС ОРДЖ-БОД 110 С1	110	Нагрузочный
110	Шины СН ПС ОРДЖ-БОД 110 С2	110	Нагрузочный
111	Л-ОВС-111	110	Нагрузочный
112	Л-ОВ-112	110	Нагрузочный
113	Шины ВН ПС Шурсай-110	110	Нагрузочный
114	Шины НН ПС Шурсай-10	10	Нагрузочный
115	Шины НН ПС Нурек-220	220	Нагрузочный
116	Л-ДО-2-116	220	Нагрузочный
117	Л-2Г-2-35	35	Нагрузочный
118	Л-2Г-1-35	35	Нагрузочный
119	Шины ВН ПС Центральная 35	35	Нагрузочный
120	Шины НН ПС Центральная 6	6	Нагрузочный
121	Шины ВН ПС Главная-35	35	Нагрузочный
122	Шины 122-35	35	Нагрузочный
123	Шины ВН ПС-Коминтерн-35	35	Нагрузочный
124	Шины НН ПС-Коминтерн-6	6	Нагрузочный
125	Л-ХБК-1-110	110	Нагрузочный
126	Л-ХБК-2-110	110	Нагрузочный
127	Шины ВН ПС ТТМ-110	110	Нагрузочный
128	Шины НН ПС ТТМ-6	6	Нагрузочный
129	Шины ВН ПС ХБК- Т-2 110	110	Нагрузочный
130	Шины ВН ПС ХБК- Т-1 110	110	Нагрузочный
131	ПС ХБК-Т2-110	110	Нагрузочный
132	ПС ХБК-Т1-110	110	Нагрузочный
133	Шины НН ПС ХБК-Т2-6	6	Нагрузочный
134	Шины НН ПС ХБК-Т1-6	6	Нагрузочный
135	Шины СН ХБК-135-35	35	Нагрузочный
136	Шины СН ПС ХБК-Т1,2-35	35	Нагрузочный

137	Шины НН ПС ХБК-6	6	Нагрузочный
138	Шины ВН ПС Торгмаш 35	35	Нагрузочный
139	Шины НН ПС Торгмаш 35	6	Нагрузочный
140	Шины ВН ПС Авиатор 110	110	Нагрузочный
141	Шины НН ПС Авиатор 6	6	Нагрузочный
142	Л-9Д-1-142	110	Нагрузочный
143	Л-9Д-2-143	110	Нагрузочный
144	Шины ВН ПС Главная-Т1-110	110	Нагрузочный
145	Шины ВН ПС Главная-Т2-110	110	Нагрузочный
146	ПС Главная Т-1-110	110	Нагрузочный
147	ПС Главная Т-2-110	110	Нагрузочный
148	Шины НН ПС Главная-Т1,2-6	6	Нагрузочный
149	Л-9Д-1-149	110	Нагрузочный
150	Шины ВН ПС Спортивная-110	110	Нагрузочный
151	Шины НН ПС Спортивная-10	10	Нагрузочный
152	Шины ВН ПС Жукова -110	110	Нагрузочный
153	Л-9Д-1-153-110	110	Нагрузочный
154	Л-9Д-2-154-110	110	Нагрузочный
155	Л-9Д-1-155-110	110	Нагрузочный
156	Л-9Д-2-156-110	110	Нагрузочный
157	Шины ВН ПС.Сохили Т1-110	110	Нагрузочный
158	Шины ВН ПС.Сохили Т2-110	110	Нагрузочный
159	Шины НН ПС.Сохили Т1,2-10	10	Нагрузочный
160	Л-9Д-2-160-110	110	Нагрузочный
161	Л-9Д-1-161-110	110	Нагрузочный
162	Шины ВН ПС Советская Т1-110	110	Нагрузочный
163	Шины ВН ПС Советская Т2-110	110	Нагрузочный
164	Шины НН ПС Советская Т1,2-10	110	Нагрузочный
165	Л-9Д-1-165-110	110	Нагрузочный
166	Л-9Д-1-166-110	110	Нагрузочный
167	Шины ВН ПС Фирдавси Т1,2-110	110	Нагрузочный
168	Шины НН ПС Фирдавси Т2-10	10	Нагрузочный
169	Шины НН ПС Фирдавси Т1-10	10	Нагрузочный
170	Шины ВН ПС Джангал-220	220	Нагрузочный
171	ПС Джангал Т2-220	220	Нагрузочный
172	ПС Джангал Т1-220	220	Нагрузочный
173	Шины НН ПС Джангал 10	10	Нагрузочный
174	Шины СН ПС Джангал-110	110	Нагрузочный
175	Л-ДКВ-175	110	Нагрузочный
176	Шины ВН ПС Кахорова-110	110	Нагрузочный
177	Шины НН ПС Кахорова-10	10	Нагрузочный
178	Шины ВН ПС КВЗ Т1-110	110	Нагрузочный
179	Шины ВН ПС КВЗ Т2-110	110	Нагрузочный
180	ПС КВЗ Т1-110	110	Нагрузочный
181	ПС КВЗ Т2-110	110	Нагрузочный
182	Шины НН ПС КВЗ-Т1,2-35	35	Нагрузочный
183	Шины НН ПС КВЗ-Т1,2-6	6	Нагрузочный

Таблица П.Б.2 — Перечень веток, включенных в математическую модель программы РАП-ОС-ст

№ начало ветка	№ конец ветка	Название ветка	Номинальное напряжение узла кВ
1	5	Л-НР	220
2	3	Л-ДН-1	220
3	5	Л-ДН-1	220
2	4	Л-ДН-2	220
4	5	Л-ДН-2	220
5	6	ПС-Новая Т-1	220
6	8	Шины НН ПС Новая-10	10
6	9	Шины СН ПС Новая-110	110
5	7	ПС-Новая Т-2	220
7	8	Шины НН ПС Новая-10	10
7	9	Шины СН ПС Новая-110	110
9	10	Л-НГ	110
9	10	Л-НШ	110
10	11	ПС-Шахри Т-1	110
10	11	ПС-Шахри Т-2	110
9	12	Л-НЗ	110
9	13	Л-НП	110
12	14	Л-НЗ-14	110
15	16	ПС Бахор Т-1	110
14	15	Л-НЗ-15	110
13	17	Л-НП-17	110
17	15	Л-НП-15	110
15	16	Пс Бахор Т-1	110
14	18	Л-НЗ-18	110
17	18	Л-НП-18	110
18	19	ПС Ботаническая Т-1	110
18	19	ПС Ботаническая Т-2	110
12	20	Л-НЗ-20	110
13	21	Л-НП-21	110
20	22	Л-НЗ-22	110
21	22	Л-НП-22	110
22	23	ПС Бустон Т-1	110
22	23	ПС Бустон Т-2	110
20	24	Л-НЗ-24	110
24	25	Л-НЗ-25	110
21	25	Л-НП-25	110
25	26	ПС Промышленная Т-1	110
25	27	ПС Промышленная Т-2	110
26	28	Шина СН ПС Промышленная от Т-1	35
27	28	Шина СН ПС Промышленная от Т-2	35
26	29	Шина НН ПС Промышленная от Т-1	10
27	29	Шина НН ПС Промышленная от Т-2	10
25	30	ПС Промышленная Т-3	110
28	31	Л-ПП	35

31	32	ПС Помир Т-1	35
31	32	ПС Помир Т-2	35
33	34	ПС Заводская Т-1	110
33	35	ПС Заводская Т-2	110
34	36	ПС СН Заводская Т-2	35
35	36	ПС СН Заводская Т-1	35
34	37	ПС НН Заводская Т-2	10
35	37	ПС НН Заводская Т-1	10
31	36	Л-ЗП	35
24	33	Л-НЗ-33	110
9	38	Л-9Н-1	110
9	39	Л-9Н-2	110
38	40	Л-9Н-1-40	110
39	40	Л-9Н-2-40	110
38	41	Л-К-1	110
39	41	Л-К-2	110
41	42	ПС Касри Миллат Т-1	110
41	43	ПС Касри Миллат Т-2	110
33	44	Л-ЗЖ-44	110
44	45	Л-ЗЖ-45	110
45	46	Л-ЖЗ-46	110
46	47	ПС Навбахор Т-1	110
46	47	ПС Навбахор Т-2	110
48	49	ПС Юго-Западный Водозабор Т-1	110
48	49	ПС Юго-Западный Водозабор Т-2	110
44	48	Л-ЖЗ-48	110
31	50	Л-ПЛ	35
50	51	Л-ПЛ-51	35
51	53	ПС Очистные сооружение Т-2	35
52	54	ПС Очистные сооружение Т-1	110
9	55	Л-НК-2-55	110
9	56	Л-НК-1-56	110
56	57	Л-НК-1-57	110
55	57	Л-НК-2-57	110
57	58	ПС Лучоб Т-1	110
57	58	ПС Лучоб Т-2	110
55	59	Л-НК-2-59	110
56	62	Л-НК-1-62	110
59	60	ПС Карамова Т1	110
62	63	ПС Карамова Т2	110
60	61	Шина НН ПС Карамова Т1	6
63	64	Шина НН ПС Карамова Т1	10
60	65	Шина СН ПС Карамова от Т1	35
63	65	Шина СН ПС Карамова от Т2	35
65	66	Л-2С-1-66	35
66	67	Л-2С-1-67	35
67	68	ПС Водонасосная	35
65	69	Л-2С-2-69	35
69	70	Л-2С-2 -70	35

70	71	ПС Карамова Т1,2	35
66	72	Л-2С-1-72	35
69	72	Л-2С-2-72	35
9	73	Л-НС-1	110
9	73	Л-НС-2	110
73	74	ПС Северная Т-1	110
73	75	ПС Северная т-2	110
74	72	Шина СН ПС Северная	35
75	72	Шина СН ПС Северная	35
74	76	Шина НН ПС Северная	10
75	76	Шина НН ПС Северная	10
73	77	Л-СВ- 77	110
77	78	Л-СВ- 78	110
78	79	Л-СВ-79	110
79	80	ПС Анзоб от Т1 до Т2	110
79	81	ПС Анзоб Т-1	110
80	82	ПС Анзоб Т2	110
73	83	Л-ОВС-83	110
78	85	Л-АВ	110
83	84	Л-ОВС-84	110
85	86	ПС Вахдат Т-1	110
84	87	ПС Вахдат Т2	110
84	87	ПС Вахдат Т3	110
83	88	Л-ОВС-88	110
77	89	Л-СВ-89	110
88	89	Л-ОВС-89	110
89	91	ПС Восточная Т-2	110
90	92	ПС Восточная Т-1	110
91	94	Шина СН ПС Восточная	35
92	94	Шина СН ПС Восточная	35
91	93	Шина НН ПС Восточная	10
92	93	Шина НН ПС Восточная	10
94	95	Л-ВВ	35
95	96	ПС Винзавод Т-1	35
95	96	ПС Винзавод Т-2	35
88	97	Л-ОВС-97	110
90	98	Л-ОВ-98	110
98	99	Л-ОВ-99	110
97	100	Л-ОВС-100	110
99	101	ПС Ак.городок Т-2	110
100	102	ПС Ак.городок Т-1	110
101	104	Шина СН ПС Ак.городок	35
102	104	Шина СН ПС Ак.городок	35
101	103	Шина НН ПС Ак.городок	10
102	103	Шина НН ПС Ак.городок	10
104	94	Л-АК-ВИН	35
105	106	ПС ОРДЖ-БАД Т-1	220
105	107	ПС ОРДЖ-БАД Т-2	220
109	106	Шина СН ПС ОРДЖ-БАД Т-1	110

Продолжение таблицы П.Б.2

110	107	Шина СН ПС ОРДЖ-БАД Т-2	110
108	106	Шина НН ПС ОРДЖ-БАД Т-1	10
108	107	Шина НН ПС ОРДЖ-БАД Т-2	10
109	111	Л-ОВС	110
111	97	Л-ОВС-111	110
112	98	Л-ОВ-98	110
110	112	Л-ОВ-112	110
111	113	Л-ОВС-113	110
112	113	Л-ОВ-113	110
113	114	ПС Шурсай Т-1	110
105	115	Л-702	220
2	116	Л-ДО-2	220
116	115	Л-ДО-2	220
65	117	Л-2Г-2-117	35
65	118	Л-2Г-1-118	35
119	120	ПС Центральная Т-1	35
119	120	ПС Центральная Т-1	35
117	119	Л-2Г-119	35
118	119	Л-2Г-1-119	35
121	117	Л-2Г-2-121	35
121	118	Л-2Г-1-121	35
72	122	Л-122	35
122	123	Л-123	35
123	124	ПС Коммитерн Т-1	35
40	125	Л-ХБК-1-125	110
40	126	Л-ХБК-2-125	110
125	127	Л-ХБК-1-127	110
126	127	Л-ХБК-2-127	110
127	128	ПС ТТМ-Т-1	110
127	128	ПС ТТМ-Т-2	110
125	130	Л-ХБК-1-130	110
126	129	Л-ХБК-2-129	110
130	132	ПС ХБК Т1	110
129	131	ПС ХБК Т2	110
132	135	Шина СН ПС ХБК-110	35
131	135	Шина СН ПС ХБК-110	35
132	134	Шина НН ПС ХБК-110	10
131	133	Шина НН ПС ХБК-110	10
135	136	Л-ХБК- СН-1	35
136	137	ПС-ХБК-35 Т-1	35
136	137	ПС-ХБК-35 Т2	35
135	136	Л-ХБК- СН-2	35
135	138	Л-ХТМ	35
138	139	ПС Торгмаш-Т-1	35
138	139	ПС Торгмаш-Т-2	35
130	140	Л-ХБК-1-140	110
140	141	Шина ВН ПС Авиатор	110
40	142	Л-9Д-1-142	110

40	143	Л-9Д-2-143	110
142	145	Л-9Д-1-145	110
143	144	Л-9Д-1-144	110
145	147	ПС Главная Т-1	110
144	146	ПС Главная Т-2	110
147	121	Шина СН ПС Главная	35
146	121	Шина СН ПС Главная	35
147	148	Шина НН ПС Главная Т-1	10
147	148	Шина НН ПС Главная Т-2	10
149	150	Л-9Д-1-150	110
150	151	ПС Северная-Т-1	110
150	151	ПС Северная-Т-2	110
142	149	Л-9Д-1-149	110
45	152	Л-ЗЖ-152	110
142	153	Л-9Д-1-153	110
143	154	Л-9Д-2-154	110
153	155	Л-9Д-1-155	110
154	156	Л-9Д-2-156	110
155	157	Л-9Д-1-157	110
156	158	Л-9Д-2-158	110
157	159	ПС Сохили Т-1	110
158	159	ПС Сохили Т-2	110
156	160	Л-9Д-2-160	110
155	161	Л-9Д-1-161	110
161	162	Л-9Д-1-162	110
160	163	Л-9Д-2-163	110
162	164	ПС Советская Т-1	110
163	164	ПС Советская Т-2	110
161	165	Л-9Д-1-165	110
165	166	Л-9Д-1-166	110
165	167	Л-9Д-1-167	110
167	168	ПС Фирдавси Т-2	110
166	169	ПС Фирдавси Т-1	110
170	172	ПС Джангал Т-1	220
170	171	ПС Джангал Т-2	220
172	174	Шина СН ПС Джангал Т-1	35
171	174	Шина СН ПС Джангал Т-2	35
172	173	Шина НН ПС Джангал Т-1	10
171	173	Шина НН ПС Джангал Т-2	10
152	174	Л-ДЗ-2	110
33	174	Л-ДЗ-1	110
166	174	Л-9Д-1-174	110
160	174	Л-9Д-2-174	110
52	175	Л-ДКВ-175	110
174	175	Л-ДКВ-174	110
175	176	Л-ДКВ-176	110
176	177	ПС Кахорова Т-1	110
175	178	Л-ДКВ-178	110

179	110	Л-ОКВ	110
178	181	ПС КВЗ Т-1	110
179	180	ПС КВЗ Т-2	110
182	181	Шина СН ПС КВЗ Т-1	35
182	180	Шина СН ПС КВЗ Т-2	35
183	181	Шина НН ПС КВЗ Т-1	10
183	180	Шина НН ПС КВЗ Т-2	10

Таблица П.Б.3 — Максимальные нагрузки по зимним контрольным замерам за 2015 год

Магистральные сети, МВт									
Наименование подстанций	Напряжение, кВ	Т-1				Т-2 / Т-3			
		220 кВ	110 кВ	35 кВ	6-10 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	6-10 кВ
500 кВ									
Душанбе-500	500/220/35	68							
Новая	220/110/10	183,5				180,2			
Джангал	220/110/10	160				160			
Ордж-д – 2	220/110/10	97,10				102,7			
Нурек	220/35/6	25,00				0,00			
Душанбинские городские ЭС									
110 кВ									
Академгородок	110/35/10				12,35		13,8		
Авиатор	110/6		10,16						
Анзоб	110/6		3,78						0,87
Бахор	110/10				18,6				8,06
Ботаническая	110/10				7,11				3,96
Бустон	110/35/6		11,47				9,32		
Вахдат	110/35/6		11,95				21,76/21,77		
Восточная	110/35/10				13,65		18,92		
Главная	110/35/6		5,43				4,57		
Заводская	110/10				15,03				12,71
Карамова	110/35/10		17,51				19,57		
Касри Миллат	110/10								
Каф.водозабор	110/35/10		21,70				10,86		
Каххоров	110/6				7,97				
Лучоб	110/35/10								
Навбахор	110/10				18,85				27,65

Продолжение таблицы П.Б.3

Промышленная	110/6		14,75			22,2		
Северная	110/35/10							
Советская	110/10				13,0 1			24,88
Сохили	110/10							
Спортивная	110/10							
Текстильмаш	110/10				15,7 2			9,09
Фирдавси	110/10				12,7 4			1,04
ХБК	110/10		16			8,44		
Шахри	110/10				12,6			14
Шурсай	110/10				7,89			
Юго-Западная	110/10							
35 кВ								
Авиатор	35/6							
Винзаводская	35/6				4,17			4,1
Водонасосная	35/6				5,35			
Истиклол	35/6				6,11			4,56
Коминтерн	35/6				2,43			1,48
Очистн. соор.	35/10							
Помир	35/6				1,58			1,18
Центральная	35/6				7,4			9,69

Таблица П.Б.4 — Исходные данные ЛЭП для расчета УР и потерь электроэнергии в высоковольтных городских электрических сетях г. Душанбе

Диспетчерское название ЛЭП	Марка провода	Сечение провода, мм ²	Ун, кВ	Длина ЛЭП, км	R, Ом/км	X, Ом/км	B, мкСим
Л-НР	АС-300	300	220	47,5	0,096	0,429	2,64
Л-ДН-1	АС-300	300	220	0,3	0,096	0,429	2,64
Л-ДН-1	АС-400	400	220	10,6	0,073	0,420	2,71
Л-ДН-2	АС-300	300	220	4,2	0,096	0,429	2,64
Л-ДН-2	АС-400	400	220	6,8	0,073	0,420	2,71
Л-НГ	АС-95	95	110	0,6	0,301	0,434	2,61
Л-НШ	АС-95	95	110	2,5	0,301	0,434	2,61
Л-НЗ	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НП	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НЗ-14	АС-95	95	110	0,3	0,301	0,434	2,61

Продолжение таблицы П.Б.4

Л-НП-17	АС-95	95	110	0,3	0,301	0,434	2,61
Л-НЗ-18	АС-95	95	110	3	0,301	0,434	2,61
Л-НП-18	АС-95	95	110	3	0,301	0,434	2,61
Л-НЗ-20	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НП-21	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НЗ-22	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НП-22	АС-185	185	110	2,5	0,159	0,413	2,75
Л-НЗ-22	АС-185	185	110	2,2	0,159	0,413	2,75
Л-НЗ-25	АС-185	185	110	2,2	0,159	0,413	2,75
Л-НП-25	АС-185	185	110	2,2	0,159	0,413	2,75
Л-ПП	АС-150	150	35	1,4	0,204	0,406	2,70
Л-ЗП	АС-120	120	35	3,5	0,244	0,414	2,66
Л-НЗ-33	АС-150	150	110	3,7	0,204	0,420	2,71
Л-9Н-1	АС-300	300	110	6,1	0,110	0,360	2,91
Л-9Н-2	АС-300	300	110	6,1	0,110	0,360	2,91
Л-9Н-1-40	АС-300	300	110	6,1	0,110	0,360	2,91
Л-9Н-2-40	АС-300	300	110	6,1	0,110	0,360	2,91
Л-К-1	АС-300	300	110	2	0,110	0,360	2,91
Л-К-2	АС-300	300	110	2	0,110	0,360	2,91
Л-ЗЖ-44	АС-150	150	110	2,3	0,204	0,420	2,71
Л-ЗЖ-45	АС-150	150	110	4,6	0,204	0,420	2,71
Л-ЗЖ-46	АС-150	150	110	0,5	0,204	0,420	2,71
Л-ЗЖ-48	АС-150	150	110	2,3	0,204	0,420	2,71
Л-ПЛ	АС-120	120	35	1	0,244	0,414	2,66
Л-ПЛ-51	АС-120	120	35	1,9	0,244	0,414	2,66
Л-НК-2-55	АС-120	120	110	6,9	0,244	0,427	2,66
Л-НК-1-56	АС-120	120	110	6,9	0,244	0,427	2,66
Л-НК-1-57	АС-120	120	110	0,2	0,244	0,427	2,66
Л-НК-2-57	АС-120	120	110	0,2	0,244	0,427	2,66
Л-НК-2-59	АС-120	120	110	3,0	0,244	0,427	2,66
Л-НК-1-62	АС-120	120	110	3,0	0,244	0,427	2,66
Л-2С-1-66	АС-70	70	35	3,5	0,422	0,432	2,55
Л-2С-1-67	АС-70	70	35	1,6	0,422	0,432	2,55
Л-2С-2-69	АС-70	70	35	3,5	0,422	0,432	2,55
Л-2С-2-70	АС-70	70	35	0,6	0,422	0,432	2,55
Л-2С-1-72	АС-70	70	35	2,2	0,422	0,432	2,55
Л-2С-2-72	АС-70	70	35	2,2	0,422	0,432	2,55
Л-НС-1	АС-185	185	110	7,5	0,159	0,413	2,75
Л-НС-2	АС-185	185	110	7,5	0,159	0,413	2,75
Л-СВ-77	АС-185	185	110	13,6	0,159	0,413	2,75
Л-СВ-78	АС-150	150	110	1,4	0,204	0,420	2,71

Продолжение таблицы П.Б.4

Л-СВ-79	АС-150	150	110	0,5	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-83	АС-120	120	110	13,6	0,244	0,427	2,66
Л-АВ	АС-150	150	110	2,3	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-84	АС-150	150	110	1,4	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-88	АС-185	185	110	3,8	0,159	0,413	2,75
Л-СВ-89	АС-185	185	110	4,6	0,159	0,413	2,75
Л-ОВС-89	АС-185	185	110	0,7	0,159	0,413	2,75
Л-ВВ	АС-120	120	110	6,2	0,244	0,427	2,66
Л-ОВС-97	АС-185	185	110	2,7	0,159	0,413	2,75
Л-ОВ-98	АС-150	150	110	1,3	0,204	0,420	2,71
Л-ОВ-99	АС-150	150	110	0,5	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-100	АС-150	150	110	0,5	0,204	0,420	2,71
Л-АК.ВИН	АС-70	70	35	2,7	0,422	0,432	2,55
Л-ОВС	АС-150	150	110	0,5	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-111	АС-150	150	110	1,3	0,204	0,420	2,71
Л-ОВ-112	АС-150	150	110	2	0,204	0,420	2,71
Л-ОВ-98	АС-150	150	110	8,6	0,204	0,420	2,71
Л-ОВС-113	АС-95	95	110	2	0,301	0,434	2,61
Л-ОВ-113	АС-95	95	110	2	0,301	0,434	2,61
Л-702	АС-300	300	220	47,2	0,096	0,429	2,64
Л-ДО-2	АС-300	300	220	23,9	0,096	0,429	2,64
Л-ДО-2	АС-400	400	220	6,8	0,073	0,420	2,71
Л-2Г-2-117	АС-120	120	35	3,4	0,244	0,414	2,66
Л-2Г-1-118	АС-120	120	35	3,4	0,244	0,414	2,66
Л-2Г-2-119	АС-120	120	35	0,5	0,244	0,414	2,66
Л-2Г-1-119	АС-120	120	35	0,5	0,244	0,414	2,66
Л-2Г-2-121	АС-120	120	35	2,2	0,244	0,414	2,66
Л-2Г-1-121	АС-120	120	35	2,2	0,244	0,414	2,66
Л-122	АС-95	95	35	2,2	0,301	0,421	2,61
Л-123	АС-50	50	35	2,5	0,650	0,410	2,50
Л-ХБК-1-125	АС-240	240	110	1,5	0,118	0,405	2,81
Л-ХБК-2-126	АС-240	240	110	1,5	0,118	0,405	2,81
Л-ХБК-1-127	АС-120	120	110	0,8	0,244	0,427	2,66
Л-ХБК-2-127	АС-120	120	110	0,8	0,244	0,427	2,66
Л-ХБК-1-130	АС-240	240	110	0,5	0,118	0,405	2,81
Л-ХБК-2-129	АС-240	240	110	0,5	0,118	0,405	2,81
Л-ХБК-СН-1	АС-120	120	35	0,9	0,244	0,414	2,66

Л-ХБК-СН-2	АС-120	120	35	0,9	0,244	0,414	2,66
Л-ХТМ	АС-120	120	35	0,9	0,244	0,414	2,66
Л-ХБК-1-140	АС-150	150	110	0,8	0,204	0,420	2,71
Л-9Д-1-142	АС-185	185	110	1,3	0,159	0,413	2,75
Л-9Д-2-143	АС-120	120	35	1,3	0,244	0,414	2,66
Л-9Д-1-145	АС-185	185	110	0,5	0,159	0,413	2,75
Л-9Д-2-144	АС-120	120	35	0,5	0,244	0,414	2,66
Л-9Д-1-150	АС-120	120	35	1,2	0,244	0,414	2,66
Л-9Д-1-149	АС-120	120	35	2,8	0,244	0,414	2,66
Л-ЗЖ-152	АС-150	150	110	4,6	0,204	0,420	2,71
Л-9Д-1-153	АС-120	120	110	2,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-154	АС-120	120	110	2,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-155	АС-120	120	110	2,0	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-156	АС-120	120	110	2,0	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-157	АС-120	120	110	0,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-158	АС-120	120	110	0,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-160	АС-120	120	110	2,0	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-161	АС-120	120	110	2,0	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-162	АС-120	120	110	0,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-163	АС-120	120	110	0,4	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-165	АС-120	120	110	1,1	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-166	АС-120	120	110	1,1	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-167	АС-120	120	110	0,1	0,244	0,427	2,66
Л-ДЗ-2	АС-120	120	110	15,1	0,244	0,427	2,66
Л-ДЗ-1	АС-120	120	110	15,1	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-1-174	АС-120	120	110	1,1	0,244	0,427	2,66
Л-9Д-2-174	АС-120	120	110	12,2	0,244	0,427	2,66
Л-ДКВ-175	АС-95	95	110	0,5	0,301	0,434	2,61
Л-ДКВ-174	АС-95	95	110	11,0	0,301	0,434	2,61
Л-ДКВ-176	АС-120	120	110	1,2	0,244	0,427	2,66
Л-ДКВ-178	АС-150	150	110	13,4	0,204	0,420	2,71
Л-ОКВ	АС-150	150	110	17,3	0,204	0,420	2,71

Таблица П.Б.5 — Параметры трансформаторов высоковольтных городских электрических сетях г. Душанбе

Название подстанции	Количество трансформаторов	Паспортные данные трансформатора			Номер начала и конца ветви обмотки трансформатора	Обмотка трансформатора	R _T /Ом	X _T /Ом	G _{ш.мкСим}	B _{ш.мкСим}
		U _{ном} , кВ	S _н МВА	Тип трансформатора						
Новая	1	220/110/10	200	АТДЦТН-200/220/110	5-6	ВН	0,30	30,4	2,32	18,6
					6-9	СН	0,30	0,00	0,00	0,00
					6-8	НН	0,6	54,2	0,00	0,00
	2	220/110/10	200	АТДЦТН-200/220/110	5-6	ВН	0,30	30,4	2,32	18,6
					6-9	СН	0,30	0,00	0,00	0,00
					6-8	НН	0,6	54,2	0,00	0,00
Шахри	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	10-11	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	16	ТДН-16/110/10	10-11	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
Бахор	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	15-16	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	16	ТДН-16/110/10	10-11	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
Ботаническая	1	110/10	10	ТДН-10/110/10	18-19	ВН	7,95	139,0	1,04	5,21
	2	110/10	10	ТДН-10/110/10	18-19	ВН	7,95	139,0	1,04	5,21

Бустон	1	110/10	16	ТДН-16/110/10	22-23	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
	2	110/10	16	ТДН-16/110/10	22-23	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
Промышленная	1	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	25-26	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					26-28	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					26-29	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
	2	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	25-27	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					27-28	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					27-29	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
3	110/35/10	16	ТДН-16/110/10	25-30	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33	
Памир	1	35/10	5,6	ТМ-5,6/35/10	31-32	ВН	2,56	23,00	5,00	30,20
	2	35/10	5,6	ТМ-5,6/35/10	31-32	ВН	2,56	23,00	5,00	30,20
Заводская	1	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	33-34	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					34-36	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					34-37	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
	2	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	33-35	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					35-36	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					35-37	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
Касри миллат	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	41-42	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	25	ТРДН-25/110/10	41-43	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02

Навбахор	1	110/35/10	16	ТДН-16/110/10	46-47	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
	1	110/35/10	16	ТДН-16/110/10	46-47	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
Юго-западный Водозабор	1	110/10	10	ТДН-10/110/10	48-49	ВН	7,95	139,0	1,04	5,21
	2	110/10	10	ТДН-10/110/10	48-49	ВН	7,95	139,0	1,04	5,21
Очистное сооружение	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	52-54	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	35/10	10	ТМ-10/35/10	51-53	ВН	0,88	10,1	1,04	5,21
Лучоб	1	110/10	40	ТРДН-40/110/10	57-58	ВН	1,40	34,7	2,68	19,34
	2	110/10	40	ТРДН-40/110/10	57-58	ВН	1,40	34,7	2,68	19,34
Карамова	1	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	62-63	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					63-65	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					63-64	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
	2	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	59-60	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					60-65	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					60-61	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
Водонасосная	1	35/6	10	ТДНС-10/35/6	67-68	ВН	0,81	10,8	9,18	44,08
Истиклол	1	35/6	10	ТДНС-10/35/6	70-71	ВН	0,81	10,8	9,18	44,08
	2	35/6	10	ТДНС-10/35/6	70-71	ВН	0,81	10,8	9,18	44,08
Северная	1	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	73-74	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					74-72	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					74-76	НН	1,5	35,7	0,00	0,00

Академгородок	2	110/35/10	25	ТДТН-25/110/35/10	99-101	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					101-104	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					101-103	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
ОРДЖ-БАД	1	220/110/10	125	АТДЦТН- 125/220/110/10	105-106	ВН	0,6	59,2	1,21	11,62
					106-109	СН	0,5	0,00	0,00	0,00
					106-108	НН	3,2	131,0	0,00	0,00
	2	220/110/10	125	АТДЦТН- 125/220/110/10	105-107	ВН	0,6	59,2	1,21	11,62
					107-110	СН	0,5	0,00	0,00	0,00
					107-108	НН	3,2	131,0	0,00	0,00
Шурсай	1	110/10	16	ТДН-16/110/10	113-114	ВН	4,38	86,7	1,41	8,33
Центральная	1	35/6	16	ТДНС-16000-35/6	119-120	ВН	0,5	8,4	13,22	64,65
	2	35/6	16	ТДНС-16000-35/6	119-120	ВН	0,5	8,4	13,22	64,65
Коминтерн	1	35/6	2,5	ТМ-2500/35/6	123-124	ВН	5,1	31,9	3,75	20,20
ТТМ	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	127-128	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	25	ТРДН-25/110/10	127-128	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
ХБК-110	1	110/35/10	40	ТДТН-40/110/35/10	130-132	ВН	0,8	35,5	3,20	17,85
					132-135	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					132-134	НН	0,8	22,3	0,00	0,00
	2	110/35/10	40	ТДТН-40/110/35/10	129-131	ВН	0,8	35,5	3,20	17,85
					131-135	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					131-133	НН	0,8	22,3	0,00	0,00

ХБК-35	1	35/6	16	ТД-16/35/6	136-137	ВН	0,5	7,4	15,43	70,53
	2	35/6	16	ТД-16/35/6	136-137	ВН	0,5	7,4	15,43	70,53
Торгмаш	1	35/6	6,3	ТМ-6,3/35/6	138-139	ВН	1,4	14,6	6,76	41,66
	2	35/6	6,3	ТМ-6,3/35/6	138-139	ВН	1,4	14,6	6,76	41,66
Авиатор	1	110/6	16	ТДН-16/110/6	140-141	ВН	4,4	86,7	1,41	8,3
Главная	1	110/35/6	40	ТДТН-40/110/35/6	145-147	ВН	0,8	35,5	3,20	17,85
					147-121	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					147-148	НН	0,8	22,3	0,00	0,00
	2	110/35/6	25	ТДТН-25/110/35/10	144-146	ВН	1,5	56,9	2,31	13,02
					146-121	СН	1,5	0,00	0,00	0,00
					146-148	НН	1,5	35,7	0,00	0,00
Спортивная	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	150-151	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	25	ТРДН-25/110/10	150-151	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
Сохили	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	157-159	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	25	ТРДН-25/110/10	158-159	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
Советская	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	162-164	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
	2	110/10	40	ТРДН-40/110/10	163-164	ВН	1,40	34,7	2,68	19,34
Фирдавси	1	110/6	6,3	ТДН-6,3/110/10	166-169	ВН	14,7	220,4	0,86	3,75
	2	110/10	16	ТДН-16/110/10	167-168	ВН	4,4	86,7	1,41	8,33

Джангал	1	220/110/10	200	АТДЦТН-220/110/10	170-172	ВН	0,3	30,4	2,32	18,6
					172-174	СН	0,3	0,00	0,00	0,00
					172-173	НН	0,6	54,2	0,00	0,00
	2	220/110/10	200	АТДЦТН-220/110/10	170-171	ВН	0,3	30,4	2,32	18,6
					171-174	СН	0,3	0,00	0,00	0,00
					171-173	НН	0,6	54,2	0,00	0,00
Кахорова	1	110/10	25	ТРДН-25/110/10	162-164	ВН	2,54	55,9	2,01	13,02
КВЗ	1	110/35/10	16	ТДТН-16/110/35/10	178-181	ВН	2,6	88,9	1,71	11,9
					181-182	СН	2,6	0,00	0,00	0,00
					181-183	НН	2,6	52,0	0,00	0,00
	2	110/35/10	16	ТДТН-16/110/35/10	179-180	ВН	2,6	88,9	1,71	11,9
					180-182	СН	2,6	0,00	0,00	0,00
					180-183	НН	2,6	52,0	0,00	0,00

Таблица П.Б.6 — Исходные данные для расчета потерь электроэнергии на корону

№ п/п	Название ЛЭП	Сечение провода, мм ²	Ураб, кВ	Конструкция	Дождь	Снег	Изморозь
1	Л-НГ	115	95	110 жб	0	0	0
2	Л-НШ	115	95	110 жб	0	0	0
3	Л-АВ	110	150	110 жб	0	0	0
4	Л-НС-1	110	185	110 жб	0	0	0
5	Л-НС-2	115	185	110 жб	0	0	0
6	Л-НЗ	117	185	110 жб	0	0	0
7	Л-НП	114	185	110 жб	0	0	0
8	Л-ДЗ-1	110	120	110 жб	0	0	0
9	Л-ДЗ-2	110	120	110 жб	0	0	0
10	Л-9Н-1	113	300	110 жб	0	0	0
11	Л-9Н-2	115	300	110 жб	0	0	0
12	Л-9Д-1	118	150	110 жб	0	0	0
13	Л-9Д-2	110	120	110 жб/2ц	0	0	0
14	Л-НК-1	115	120	110 жб/2ц	0	0	0
15	Л-НК-2	116	120	110 жб/2ц	0	0	0
16	Л-ДКВ	110	150	110 жб/2ц	0	0	0
17	Л-ОВС	117	150	110 жб/2ц	0	0	0
18	Л-ОВ	111	150	110 жб/2ц	0	0	0
19	Л-СВ	118	150	110 жб/2ц	0	0	0
20	Л-ОКВ	110	150	110 жб/2ц	0	0	0
21	Л-ХБК-1	115	240	110 жб/2ц	0	0	0
22	Л-ХБК-2	113	240	110 жб/2ц	0	0	0

Примечание: Значения ноль в таблице связаны с тем, что отсутствовали исходные данные о продолжительностях видов погоды. Согласно [75] при отсутствии данных о продолжительностях видов погоды, в программе можно использовать процентное распределение годовых потерь по месяцам. В данном случае было использовано процентное распределение годовых потерь городских электрических сетей г. Душанбе по месяцам за 2015 год [112].

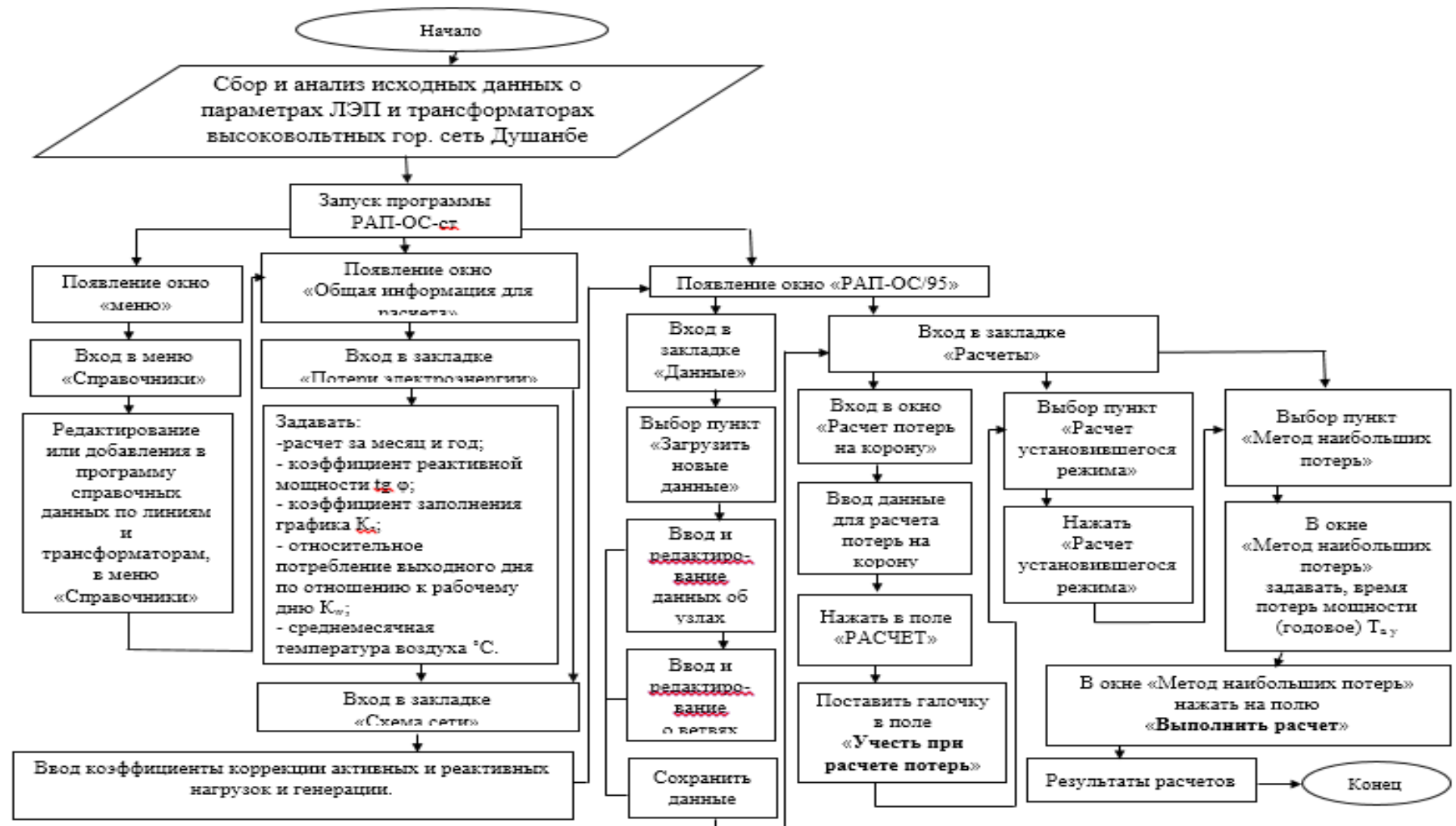


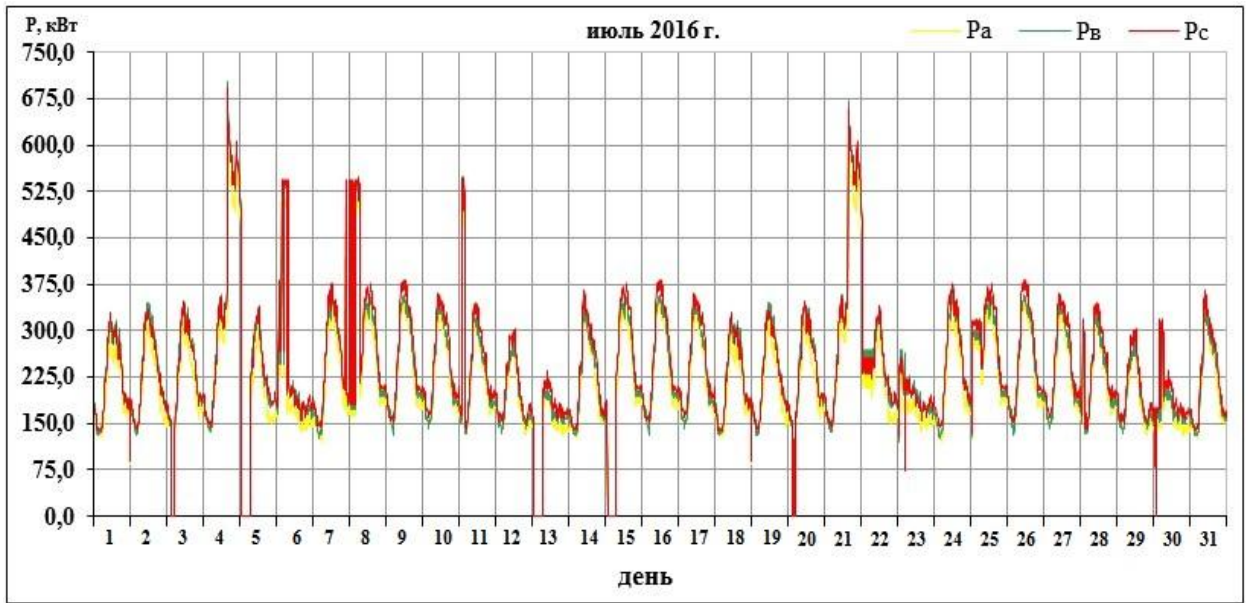
Рисунок П.Б.1 Алгоритм построения модели для расчёта потерь электроэнергии в высоковольтных (110-35 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе

Таблица П.Б.7 — Перечень участков фидерах, включенных в математическую модель программе РАП-10-ст, объект фидер №3 ПС “Лучоб” 110/10 кВ

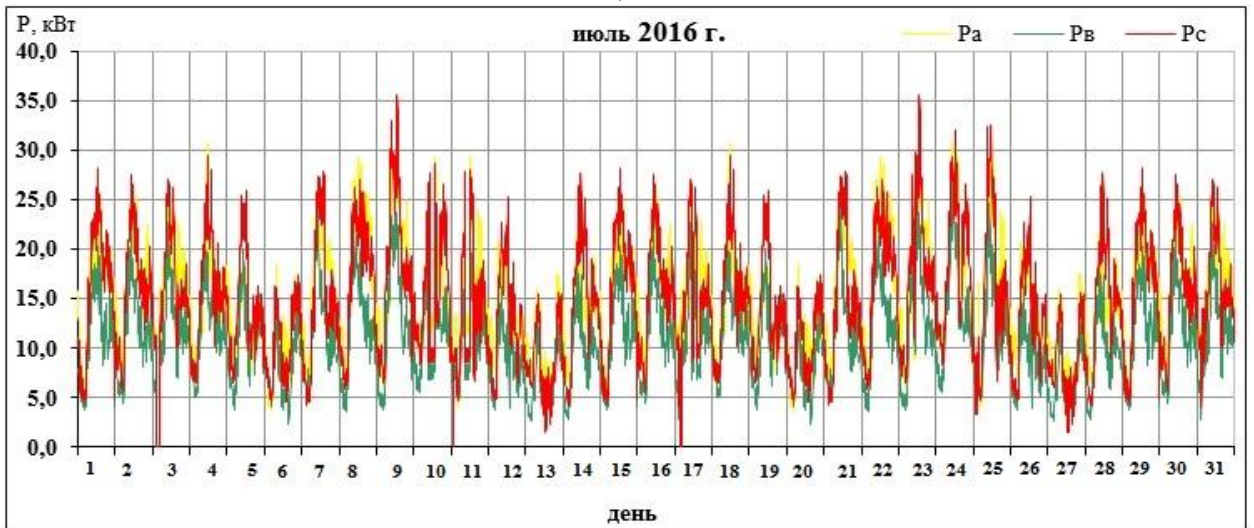
№ начала участка	№ конца участка	Диспетчерское название ветка	Элемент, (кабель, трансформатор) тип	Номинальное напряжение, кВ
0	1	фидер № 30 (Л-0-1)	XLPE-240	10
1	2	Л-1-2	АС-50	10
2	3	Л-2-3	АСБ-120	10
3	4	Л-3-4	ААБл-120	10
4	5	Л-4-5	ААБл-120	10
5	6	Л-5-6	АСБ-120	10
6	7	Л-6-7	АС-185	10
1	8	Л-1-8	А-35	10
8	9	ТП-собственный	ТМ-250	10
3	10	Л-3-10	ААБл-120	10
10	11	Л-10-11	ААБл-120	10
11	12	ТП-1161	ТСЗ-400	10
10	13	ТП-1386 Т-1	ТМ-400	10
10	14	ТП-1386 Т-2	ТМ-400	10
10	15	Л-10-15	XLPE-240	10
15	16	ТП-Нурофар	ТМ-400	10
4	17	Л-4-17	ААШВ-240	10
17	18	ТП-1376 Т-1	ТМ-400	10
17	19	ТП-1376 Т-2	ТМ-400	10
1	20	ТП-Кохи Борбад Т-1	ТСЗ-400	10
1	21	ТП-Кохи Борбад Т-2	ТСЗ-400	10
2	22	Отпайкай Л-1-2	ТМ-0	10
3	23	ТП-253- Т-1	ТМ-630	10
3	24	ТП-253- Т-2	ТМ-630	10
4	25	ТП-1381- Т-1	ТСЗ-400	10
4	26	ТП-1381- Т-2	ТСЗ-400	10
5	27	ТП-1383	ТМ-400	10
6	28	ТП-1129	ТМ-400	10
7	29	ТП-1385	ТМ-400	10

Таблица П.Б.8 — Перечень участков фидерах, включенных в математическую модель программе РАП-10-ст, объект фидер №35 ПС “Вахдат” 110/35/6 кВ

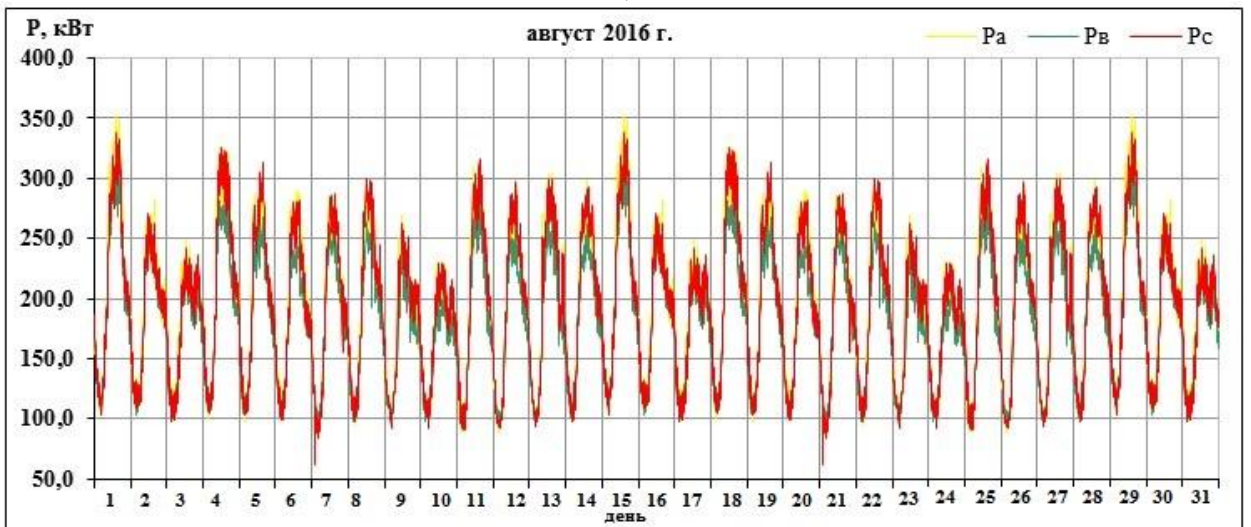
№ начала участка	№ конца участка	Диспетчерское название ветка	Элемент, (кабель, трансформатор) тип	Номинальное напряжение, кВ
0	1	фидер № 35	АСБ-240	6
1	2	Л-1-2	XLPE-240	6
2	3	Л-2-3	АС-70	6
3	4	Л-3-4	АСБ-185	6
4	5	Л-4-5	АСБ-240	6
5	6	Л-5-6	АСБ-240	6
6	7	Л-6-7	АСБ-240	6
3	8	Л-3-8	АСБ-185	6
8	9	Л-8-9	АСБ-120	6
9	10	Л-9-10	XLPE-185	6
8	11	Л-8-11	XLPE-185	6
8	12	Л-8-12	АСБ-185	6
5	13	Л-5-13	АСБ-240	6
13	14	Л-13-14	АСБ-240	6
13	15	Л-13-15	XLPE-185	6
13	16	Л-13-16	XLPE-185	6
6	17	Л-6-17	АСБ-240	6
1	18	ТП-121/1	ТМ-1000	6
2	19	ТП-1421	ТМ-1000	6
3	20	ТП-189/1- Т-1	ТМ-1000	6
8	21	ТП-190/1	ТМ-400	6
9	22	ТП-1602	ТМ-160	6
10	23	ТП-276/1	ТМ-630	6
11	24	ТП-1435- Т-1	ТМ-400	6
12	25	ТП-1077	ТМ-320	6
4	26	ТП-120/1	ТМ-400	6
14	27	ТП-118/1	ТМ-630	6
15	28	ТП-119/1	ТМ-630	6
16	29	ТП-116/1 Т-1	ТМ-400	6
7	30	ТП-2251	ТМ-1000	6
17	31	ТП-1921	ТМ-1000	6
3	32	ТП-189/1 Т-2	ТМ-400	6
11	33	ТП-1435 Т-2	ТМ-400	6
16	34	ТП-116/1 Т-2	ТМ-400	6



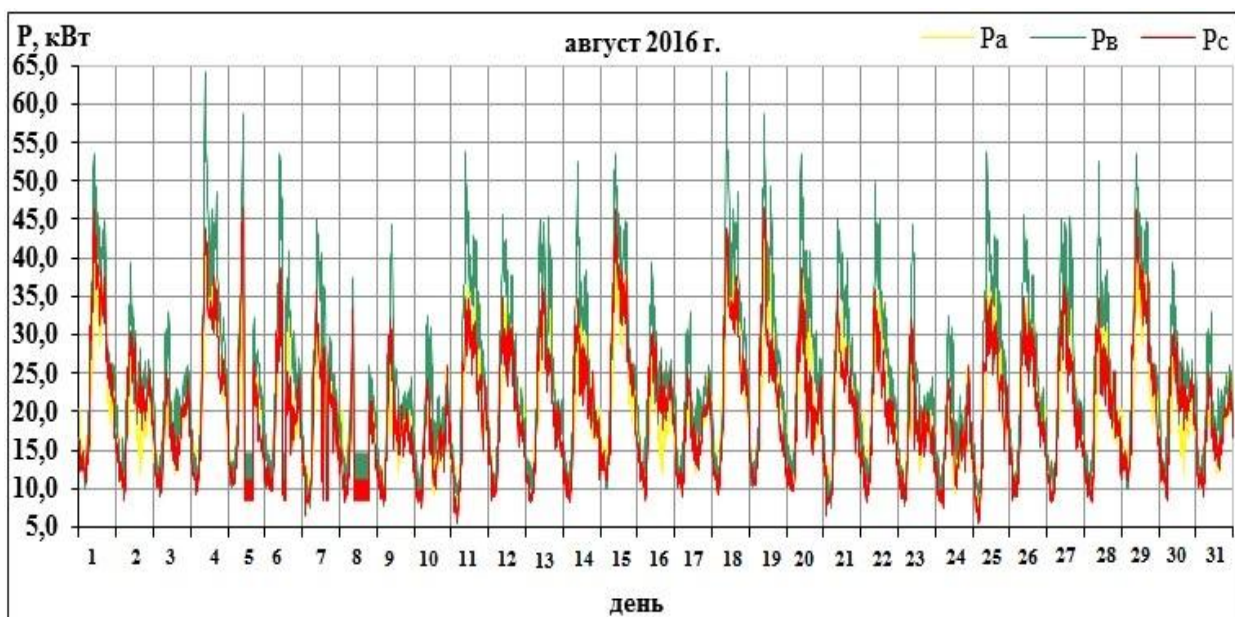
а)



б)



в)



г)

Рисунок П.Б.2. Графики нагрузки за июль и август 2016 г: а - фидера № 30 подстанции Лучоб; б - фидера № 35 подстанции Вахдат; в-ТП 1385; г- ТП-116/1

Таблица П.Б.9 — Исходные данные ЛЭП для моделирование объекта ПС “Лучоб” 110/10 кВ

Диспетчерское название ЛЭП	Марка провода	Сечение провода, мм ²	Uн, кВ	Длина ЛЭП, км	R, Ом/км	X, Ом/км
фидер № 30 (Л-0-1)	XLPE-240	240	10	2,5	0,12	0,07
Л-1-2	АС-50	50	10	2	5,65	0,41
Л-2-3	АСБ-120	120	10	0,64	0,24	0,08
Л-3-4	ААБл-120	120	10	0,29	0,24	0,08
Л-4-5	ААБл-120	120	10	0,80	0,24	0,08
Л-5-6	АСБ-120	120	10	0,30	0,24	0,08
Л-6-7	АС-185	185	10	0,85	0,17	0,37
Л-1-8	А-35	35	10	1,00	5,92	0,40
Л-3-10	ААБл-120	120	10	0,48	0,24	0,08
Л-10-11	ААБл-120	120	10	0,35	0,24	0,08
Л-10-15	XLPE-240	240	10	0,35	0,12	0,07
Л-4-17	ААШВ-240	240	10		0,12	0,07

Таблица П.Б.10 — Исходные данные ЛЭП для моделирование объекта ПС “Вахдат” 110/35/6 кВ

Диспетчерское название ЛЭП	Марка провода	Сечение провода, мм ²	U _н , кВ	Длина ЛЭП, км	R, Ом/км	X, Ом/км
фидер № 35 (Л-0-1)	АСБ-240	240	6	2,30	0,12	0,07
Л-1-2	XLPE-240	240	6	0,50	0,12	0,07
Л-2-3	АС-70	70	6	0,64	0,46	0,40
Л-3-4	АСБ-185	185	6	0,70	0,16	0,07
Л-4-5	АСБ-240	240	6	0,20	0,12	0,07
Л-5-6	АСБ-240	240	6	0,30	0,12	0,07
Л-6-7	АСБ-240	240	6	1,20	0,12	0,07
Л-3-8	АСБ-185	185	6	0,64	0,16	0,07
Л-8-9	АСБ-120	120	6	0,44	0,24	0,08
Л-9-10	XLPE-185	185	6	0,20	0,16	0,07
Л-8-11	XLPE-185	185	6	0,25	0,16	0,07
Л-8-12	АСБ-185	185	6	0,80	0,16	0,07
Л-5-13	АСБ-240	240	6	1,10	0,12	0,07
Л-13-14	АСБ-240	240	6	0,44	0,12	0,07
Л-13-15	XLPE-185	185	6	0,56	0,16	0,07
Л-13-16	XLPE-185	185	6	0,75	0,16	0,07
Л-6-17	АСБ-240	240	6	0,90	0,12	0,07

*Параметры линии выбирается из справочника [88-90].

Таблица П.Б.11 — Параметры трансформаторов ТП-6-10/0,4 кВ для моделирование объекта ПС “Лучоб” 110/10 кВ

Диспетчерское название ТП	Количество трансформаторов	Марка трансформатора	S _н , кВА	U _н , кВ	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔP _{xx} , кВт	ΔQ _{xx} , кВт
ТП-Кохи Борбад	2	ТСЗ-400/10/0,4	400	10	3,37	13,75	1,30	16,00
ТП-собственный	1	ТМ-250/10/0,4	250	10	5,92	17,00	0,78	5,75
ТП-0	1	ТМ-0	0	10	0	0	0	0
ТП-253	2	ТМ-630/10/0,4	630	10	1,90	8,50	1,60	12,60
ТП-1386	2	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-Нурофар	1	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-1161	1	ТСЗ-400/10/0,4	400	10	3,37	13,75	1,30	16,00
ТП-1384	2	ТСЗ-400/10/0,4	400	10	3,37	13,75	1,30	16,00

ТП01376	2	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-1383	1	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,77	1,08	8,40
ТП-1129	1	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,77	1,08	8,40
ТП-1385	1	ТМ-400/10/0,4	400	10	3,44	10,77	1,08	8,40

*Параметры ТП-6-10/0,4 кВ из справочника [88-90].

Таблица П.Б.12 — Параметры трансформаторов ТП-6-10/0,4 кВ для моделирование объекта ПС “Вахдат” 110/35/6 кВ

Диспетчерское название ТП	Количество трансформаторов	Марка трансформатора	S_n , кВА	U_n , кВ	R_r , Ом	X_r , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , кВт
ТП-121/1	1	ТМ-1000/10/0,4	1000	6	1,5	5,30	4,90	50,00
ТП-1421	1	ТМ-1000/10/0,4	1000	6	1,20	5,40	2,30	14,00
ТП189/1	1	ТМ-1000/10/0,4	1000	6	1,20	5,40	2,30	14,00
	1	ТМ-400/10/0,4	400	6	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-190/1	1	ТМ-400/10/0,4	400	6	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-1435	2	ТМ-400/10/0,4	400	6	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-1077	1	ТМ-320/10/0,4	320	6	6,10	16,10	1,90	22,40
ТП-1602	1	ТМ-160/10/0,4	160	6	10,40	26,20	0,54	3,84
ТП-276/1	1	ТМ-630/10/0,4	630	10	1,90	8,50	1,60	12,60
ТП-120/1	1	ТМ-400/10/0,4	400	6	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-118/1	1	ТМ-630/10/0,4	630	10	1,90	8,50	1,60	12,60
ТП-119/1	1	ТМ-630/10/0,4	630	10	1,90	8,50	1,60	12,60
ТП-161/1	2	ТМ-400/10/0,4	400	6	3,44	10,70	1,08	8,40
ТП-1921	1	ТМ-1000/10/0,4	1000	6	1,20	5,40	2,30	14,00
ТП-2251	1	ТМ-1000/10/0,4	1000	6	1,20	5,40	2,30	14,00

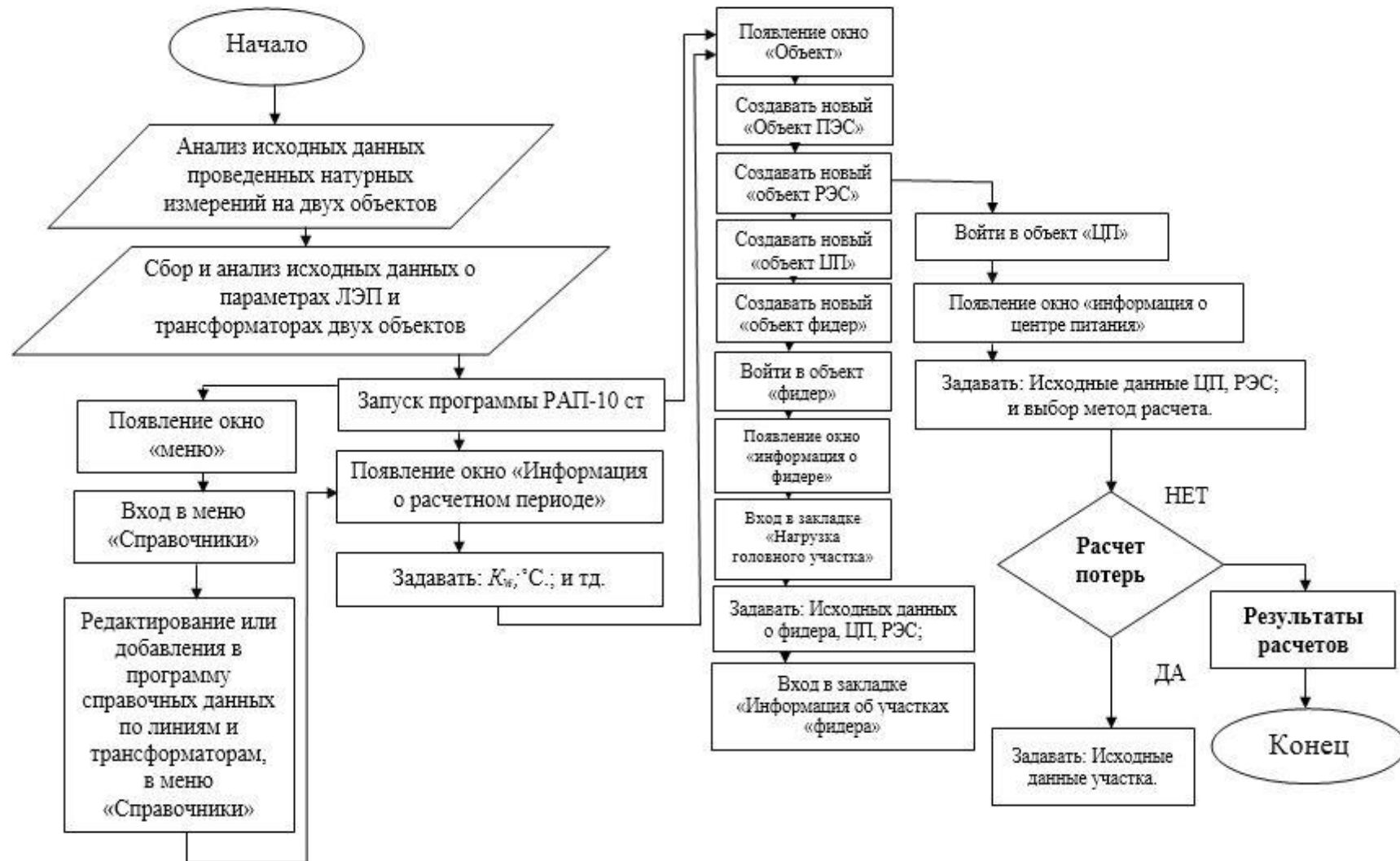


Рисунок П.Б.3. Алгоритм построения моделей для расчёта потерь электроэнергии в городских распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе

ПРИЛОЖЕНИЕ -В

Исходные данные влияние распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии

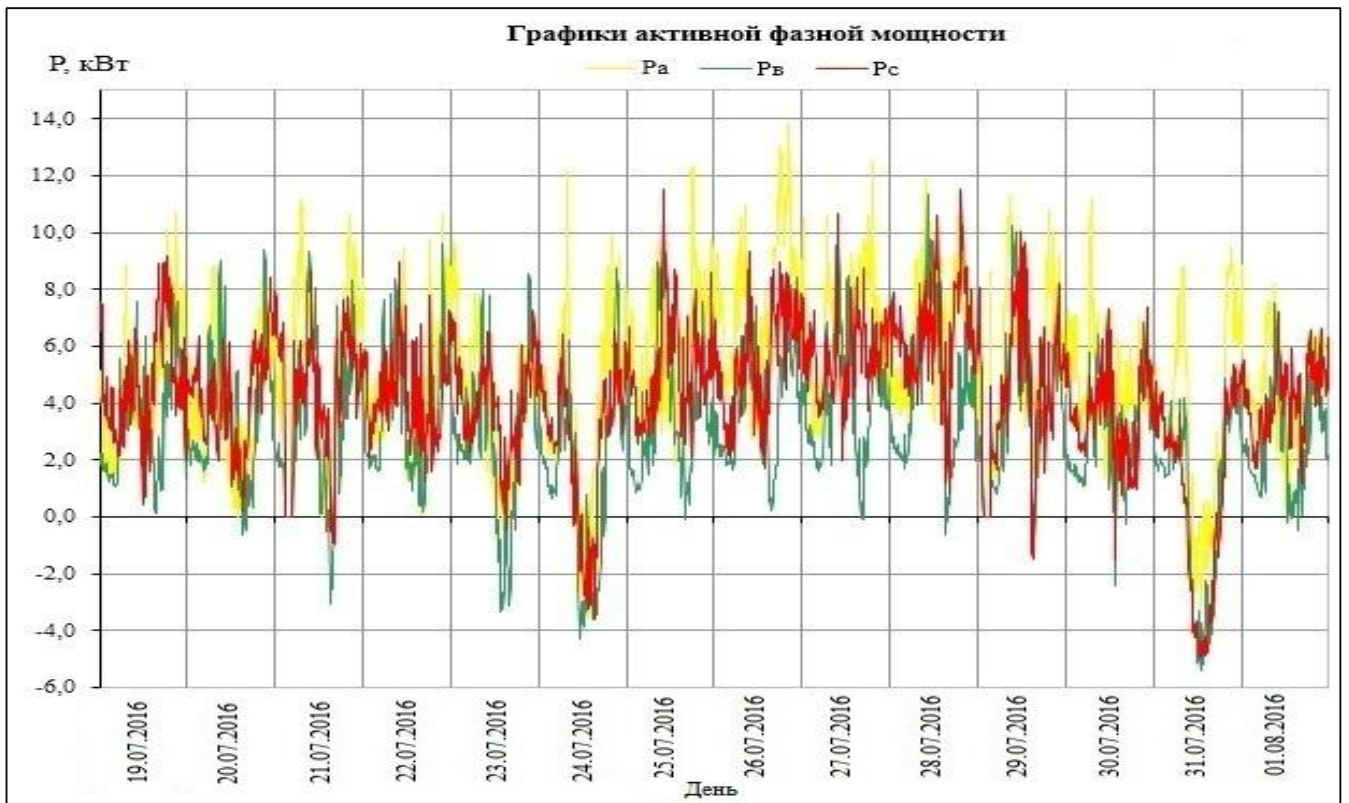


Рисунок П.В.1. График нагрузок в точке 4 (объект Караболо) с интервалом осреднения 10 минут за вес период (14 дней)



а)



б)



в)

Рисунок П.В.2 Графики нагрузки в объекте Караболо с интервалом осреднения 1 час за сутки и за вес период (14 суток) (по рисунке 3.1): а - точка 4 питающая потребительская линия; б-точка 5 подключения солнечных панелей; в – точка 6 ввод потребителя



а)



б)



в)

Рисунок П.В. Графики нагрузки в объекте Роддом №1 с интервалом осреднения 1 час за сутки и за вес период (14 суток) (по рисунку 3.1): а - точка 4 питающая потребительская линия; б-точка 5 подключения солнечных панелей; в - точка б ввод потребителя

Таблица П.В.1 — Электропотребление в точке 4 (рисунок 3.1) 31.07.16 г

Время	Фактическая солнечная генерация, кВт	После регулирования (уменьшения) солнечной генерации, кВт
00:00	-0,358	-0,358
01:00	-0,355	-0,355
02:00	-0,357	-0,357
03:00	-0,358	-0,358
04:00	-0,355	-0,355
05:00	-0,363	-0,363
06:00	0,527	0,527
07:00	4,449	4,449
08:00	9,13	1,53
09:00	15,076	7,476

10:00	19,374	11,774
11:00	21,14	13,54
12:00	21,254	13,654
13:00	19,168	11,568
14:00	17,555	9,955
15:00	13,467	5,867
16:00	8,424	0,824
17:00	3,729	3,729
18:00	0,465	0,465
19:00	-0,375	-0,375
20:00	-0,375	-0,375
21:00	-0,349	-0,349
22:00	-0,366	-0,366
23:00	-0,369	-0,369

Таблица П.В.2 — Фактический график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учётом солнечной генерации

Р, кВт	t, час
8,969	00:00
8,99	01:00
6,639	02:00
8,756	03:00
8,189	04:00
10,348	05:00
13,222	06:00
15,303	07:00
11,348	08:00
10,214	09:00
9,404	10:00
10,921	11:00
10,837	12:00
10,374	13:00
9,787	14:00
8,482	15:00
8,973	16:00
6,383	17:00
11,436	18:00
15,134	19:00
16,033	20:00
14,946	21:00
15,152	22:00
13,439	23:00

Таблица П.В.3 — При увеличении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учётом солнечной генерации

Р, кВт	t, час
17,938	00:00
17,98	01:00
13,278	02:00
17,512	03:00
16,378	04:00
20,696	05:00
26,444	06:00
30,606	07:00
22,696	08:00
20,428	09:00
18,808	10:00
21,842	11:00
21,674	12:00
20,748	13:00
19,574	14:00
16,964	15:00
17,946	16:00
12,766	17:00
22,872	18:00
30,268	19:00
32,066	20:00
29,892	21:00
30,304	22:00
26,878	23:00

Таблица П.В.4 — При увеличении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учётом солнечной генерации

Р, кВт	t, час
18,29	00:00
18,33	01:00
13,63	02:00
17,87	03:00
16,73	04:00
21,05	05:00
26,97	06:00
35,05	07:00
31,82	08:00
35,50	09:00
38,18	10:00
42,98	11:00
42,92	12:00
39,91	13:00
37,12	14:00
30,43	15:00
26,37	16:00
16,49	17:00
23,33	18:00
30,64	19:00
32,41	20:00
30,24	21:00
30,67	22:00
27,24	23:00

Таблица П.В.5 — При увеличении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (отключение солнечных панелей для каждого часа 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера

Р, кВт	t, час
18,296	00:00
18,335	01:00
13,635	02:00
17,87	03:00
16,733	04:00
21,059	05:00
26,971	06:00
35,055	07:00
24,226	08:00
27,904	09:00
30,582	10:00
35,382	11:00
35,328	12:00
32,316	13:00
29,529	14:00
22,831	15:00
18,77	16:00
16,495	17:00
23,337	18:00
30,643	19:00
32,418	20:00
30,241	21:00
30,67	22:00
27,247	23:00

Таблица П.В.6 — При уменьшении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) без учета солнечной генерации

Р, кВт	t, час
4,4845	00:00
4,495	01:00
3,3195	02:00
4,378	03:00
4,0945	04:00
5,174	05:00
6,611	06:00
7,6515	07:00
5,674	08:00
5,107	09:00
4,702	10:00
5,4605	11:00
5,4185	12:00
5,187	13:00
4,8935	14:00
4,241	15:00
4,4865	16:00
3,1915	17:00
5,718	18:00
7,567	19:00
8,0165	20:00
7,473	21:00
7,576	22:00
6,7195	23:00

Таблица П.В.7 — При уменьшении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации

Р, кВт	t, час
4,8425	00:00
4,85	01:00
3,6765	02:00
4,736	03:00
4,4495	04:00
5,537	05:00
7,138	06:00
12,100	07:00
14,804	08:00
20,183	09:00
24,076	10:00
26,600	11:00
26,672	12:00
24,355	13:00
22,448	14:00
17,708	15:00
12,910	16:00
6,9205	17:00
6,183	18:00
7,942	19:00
8,3685	20:00
7,822	21:00
7,942	22:00
7,0885	23:00

Таблица П.В.8 — При уменьшении два раза график нагрузки в точке № 4 31.07.2016 г. (рисунок 3.1) с учетом солнечной генерации (отключение солнечных панелей для каждого часа 7,6 кВт с 8 часов утра до 16 часов вечера

Р, кВт	t, час
4,8425	00:00
4,85	01:00
3,6765	02:00
4,736	03:00
4,4495	04:00
5,537	05:00
7,138	06:00
12,1005	07:00
7,204	08:00
12,583	09:00
16,476	10:00
19,0005	11:00
19,0725	12:00
16,755	13:00
14,8485	14:00
10,108	15:00
5,3105	16:00
6,9205	17:00
6,183	18:00
7,942	19:00
8,3685	20:00
7,822	21:00
7,942	22:00
7,0885	23:00

ПРИЛОЖЕНИЕ –Г Акты внедрения

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Чоршанбиева С.Р. в учебном процессе на кафедре «Электроэнергетических
систем» Национального исследовательского университета «МЭИ».



Минобрнауки России
Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский
университет «МЭИ»
111250, Россия, Москва,
Красноказарменная ул., 14,
Тел.: (495) 362-75-60, факс: (495) 362-89-38
E-mail: universe@mpei.ac.ru
http://www.mpei.ru

№ _____

“ _____ ” _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый проректор
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
Замойщиков В.Н.
2019 г.

**АКТ**

**об использовании материалов диссертационной работы
Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича на тему:
«Повышение эффективности функционирования электрических сетей с
распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь
электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)»**

Результаты диссертационной работы Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)» внедрены в учебном процессе на кафедре «Электроэнергетических систем». Национального исследовательского университета «МЭИ». Результаты анализа влияния распределенной солнечной генерации на конфигурацию графика нагрузки, используется в курсе «Специальные вопросы электроэнергетики».

Зам. зав кафедрой
«Электроэнергетических систем»

к.т.н., доц. Насыров Р.Р.

Ученый секретарь кафедры
«Электроэнергетических систем»

Королева Е.С.

26.02.2019г.

Документ об использовании результатов диссертационной работы Чоршанбиева С.Р. в учебном процессе на кафедре «Электроснабжение» Таджикского технического Университета имени академика М.С. Осими



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича на тему «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан)», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Комиссия в составе: председателя - к.т.н., доцента Абдуллоева М.А., членов комиссии: к.т.н., доцента Фохакова А.С., зав. каф. «Электроснабжение», к.т.н., и.о. доцента Исмоилова Ф.О. свидетельствует о том, что для повышения эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан)», были реализованы следующие научные результаты, полученные в кандидатской диссертации Чоршанбиева С. Р.

1. Разработана и верифицирована расчетная математическая модель высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе (Республика Таджикистан) для анализа и оценки потерь электроэнергии.
2. Разработана и верифицирована расчетная математическая модель фрагмента части городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ (где подключена солнечная генерация) г. Душанбе для анализа и оценки технических потерь электроэнергии.
3. Выявлена проблема избыточной солнечной генерации в выходные дни, приводящая к перетоку активной мощности от потребителя в энергосистему, что приводит к изменению конфигурации графика нагрузки и увеличению относительных потерь электроэнергии.
4. Разработана и верифицирована методика расчета для оценки целесообразной генерации от солнечных батарей, который позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях, где подключена солнечная генерация.
5. Разработаны мероприятия по снижению потерь электроэнергии в ЭЭС Республики Таджикистан и проведена оценка их эффективности.

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Чоршанбиева С.Р. «Повышение эффективности функционирования

электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан)» внедрены при составлении учебных программ специальностей кафедры «Электроснабжение» дисциплин программы бакалавриата: «Электроснабжение», «Электроэнергетические системы и сети», а так же дисциплин по магистерской программе: «Моделирование систем и процессов в энергетике», которые представлены в виде теоретических положений, методики расчета и математического моделирования.

Использование указанных результатов позволяет повысить качество изучения вышеуказанных дисциплин с учетом современных научных и практических требований.


ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИССИИ

Проректор по науке
и международным связям

 М.А. Абдуллоев

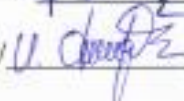
ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:

Начальник Учебно-методического управления



А.С. Фохаков

Заведующий кафедрой «Электроснабжение»



Ф.О. Исmoilов

Подписи доцента Абдуллоева М.А., доцента Фохакова А.С. и и.о. доцента Исmoilова Ф.О.

Начальник отдела кадров
и специальных работ





С.Т. Бадурдинов

Документ соответствует установленным требованиям

Технический секретарь



М.М. Якубова

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Чоршанбиева С.Р. в учебном процессе на кафедре «Электроснабжения и релейной
защиты» Института энергетики Таджикистана



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН
ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА

735162, Хатлонская область, Кушониёнский район E-mail: nazarov-h2013@mail.ru



«Утверждаю»

Ректор института
энергетики Таджикистана

Х.Назарова


05 февраля 2019 г

АКТ

внедрения результатов диссертационной работы
ЧОРШАНБИЕВА СИРОДЖИДИНА РАЖАББОКИЕВИЧА
в учебный процесс

Мы нижеподписавшиеся, заведующий кафедрой «Электроснабжения и релейной защиты» Факеров Г.М., преподаватель дисциплины «Электроснабжение промышленных предприятий» старший преподаватель кафедры Абдуназаров С.С., Председатель научно-методического совета института к.п.н Зувайдуллозода Ф.З составили настоящий акт в том, что по решению кафедры (Протокол заседания № 7 от 05 февраля 2019 г) и по согласованию с научно-методическим советом в учебной программе дисциплины «Электроснабжение промышленных предприятий» включена разработка «Методика оценки целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии», выполненная Чоршанбиевым С.Р. в составе своей диссертационной работы «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)».


Использование указанных результатов разработки позволяет повысить качество изучения вышеуказанного дисциплин с учетом современных научных и практических требований.

Председатель научно-методического совета  Зувайдуллозода Ф.З

и.о. Заведующий кафедрой

«Электроснабжения и релейной защиты»  Факеров Г.М.

Преподаватель дисциплины

«Электроснабжение промышленных предприятий»  Абдуназаров С.С.

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Чоршанбиева С.Р. в ОАХК «БАРКИ ТОЧИК»



ШИРКАТИ САҶОМИИ ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ
«БАРКИ ТОЧИК»

734026, ш. Душанбе, хиёбони Исмоили Сомонӣ-64 Тел: +992 372 235-86-66 Факс: (10992372) 35-86-92;
Сомона: www.barqitajik.tj, Почта: mail@barqitajik.tj, barki.tajik@gmail.com

№ 11/1207-3942 аз «26» 02 соли 20 19.

Ба № _____ аз « _____ » соли 20 _____

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича: «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Чоршанбиева С.Р.: «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)» планируется внедрить в электроэнергетическую систему Республики Таджикистан.

Разработанную расчётную математическую модель высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе (Республика Таджикистан) в программном комплексе РАП-стандарт (РАП-ОС-ст) можно использовать в энергетической компании ОАХК «Барки Точик» для анализа и оценки потерь электроэнергии в высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетях г. Душанбе.

Разработанную расчётную математическую модель фрагмента части городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ (где подключена солнечная генерация) г. Душанбе, можно использовать в энергетической компании ОАХК «Барки Точик» для анализа и оценки потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе. Разработанные и предложенные мероприятия по снижению потерь электроэнергии как применение трансформаторов с пониженным уровнем потерь и замена проводов воздушных линий на большие можно использовать в энергетической компании ОАХК «Барки Точик» для снижения потерь электроэнергии и повышения уровня энергоэффективности электрических сетей Республики Таджикистан.

Разработанную методику оценки целесообразной генерации от солнечных батарей, которая позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии, можно использовать в распределительных электрических сетях энергетической компании ОАХК «Барки Точик», где подключена солнечная генерация.



Председатель компании
ОАХК «Барки Точик»


М.И. Исмоилзода

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Чоршанбиева С.Р. в ОАО «Душанбинские гор. ЭС»

ШИРКАТИ САҲОМИ
ХОЛДИНГИ КУШОДАН
«БАРКИ ТОЧКЕ»
ҶАМЪИЯТИ САҲОМИ КУШОДАН
«ШАБАКАҲОИ БАРКИ Ш. ДУШАНБЕ»



ОТКРЫТАЯ АКЦИОНЕРНАЯ
ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
«БАРКИ ТОЧКЕ»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНООБЩЕСТВО
«ШАБАКАХОИ БАРКИ Ш.ДУШАНБЕ»

704023 шаҳри Душанбе кӯчаи Девлятов 4 в. телефон: 221-46-89, факс: 221-46-89, электронини №20202972000190101060 ҲДА «Амалкӯш»-ҶТ.
МДӨС 340101626, ИД 01 010004735

№ 115-557-768 ш. 28. 02 селли 2019

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича: «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Чоршанбиева С.Р.: «Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (На примере Республики Таджикистан)» планируется внедрить в ОАО «Душанбинские гор. ЭС».

Разработанную расчётную математическую модель высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетей г. Душанбе (Республика Таджикистан) в программном комплексе РАП-стандарт (РАП-ОС-ст) можно использовать в ОАО «Душанбинские гор. ЭС», для анализа и оценки потерь электроэнергии в высоковольтных (35-110 кВ) городских электрических сетях г. Душанбе.

Разработанную расчётную математическую модель фрагмента части городских распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ (где подключена распределенная солнечная генерация) г. Душанбе для анализа и оценки потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе, и разработанную мероприятию по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ г. Душанбе, планируется внедрить в ОАО «Душанбинские гор. ЭС».

Разработанную методику оценки целесообразной генерации от солнечных батарей, которая позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии, можно использовать в распределительных электрических сетях в ОАО «Душанбинские гор. ЭС», где подключена солнечная генерация.



А. А. Рахимзода

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Чоршанбиева С.Р. в (ОАО) «Системавтоматика» (который занимается
строительством солнечных станций на территории Республики Таджикистан).

Чамбияти Саҳомии Кушода
«СИСТЕМАВТОМАТИКА»



Open Joint Stock Company
«SYSTEMAVTOMATIKA»

Ҷумҳурии Тоҷикистон, 734024, ш. Душанбе, к. Дустин Халқо 62 Республика Таджикистан, 734024, г. Душанбе, ул. Дружба Народов 62
62, Druzhba Narodov str., 734024, Dushanbe, Republic of Tajikistan

Tel: +992 (44) 600-46-00, Tel-fax: +992 (44) 600-46-01
<http://www.systemavto.tj>, e-mail: info@systemavto.tj

№ 38
27.02.2019г

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Чоршанбиева Сироджиддина Ражаббокиевича: **«Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан)»**, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Чоршанбиева С.Р.: **«Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счёт снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан)»** планируется внедрить в ОАО «Системавтоматика»

Разработанную методику расчета для оценки целесообразной генерации от солнечных фотоэлектрических панелей, которая позволяет минимизировать относительные потери электроэнергии, и другие исследования планируется внедрить в ОАО «Системавтоматика».



Генеральный директор

У. Мадвалиев